ANÁLISE DA PÓS-OPERAÇÃO DO PONTO DE VISTA DO AGENTE DE TRANSMISSÃO

ANA CAROLINA CONDE RIBEIRO

Projeto de Graduação apresentado ao curso de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção de grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Sebastião Ércules Melo de Oliveira, D.Sc.

Rio de Janeiro

Janeiro/2015

ANÁLISE DA PÓS-OPERAÇÃO DO PONTO DE VISTA DO AGENTE DE TRANSMISSÃO

Ana Carolina Conde Ribeiro

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Aprovada por:

____

Prof. Sebastião Ércules Melo de Oliveira, D.Sc.
(Orientador)

____

Eng. João Norberto dos Santos Ribeiro.
(Co-orientador)

____

Prof.Sergio Sami Hazan, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL
Janeiro/2015

Ribeiro, Ana Carolina Conde.

Análise da Pós-Operação do Ponto de Vista de um Agente de Transmissão / Rio de Janeiro: UFRJ / Escola Politécnica / Departamento de Engenharia Elétrica, 2015.

98f.

Orientador: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Projeto de Graduação - UFRJ / Escola Politécnica / Departamento de Engenharia Elétrica, 2015.

Referências Bibliográficas: p. 85-86

1. Pós-Operação do Sistema Elétrico 2. Pagamento Base 3. Função de Transmissão 4. Parcela Variável

I. Sebastião Ércules Melo de Oliveira. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Departamento de Engenharia Elétrica. III. Título

AGRADECIMENTOS

Primeiramente gostaria de agradecer aos meus pais, por todo apoio e confiança. Sempre dedicados com minha educação e com muita paciência, acreditaram no meu sucesso durante a realização do curso.

Agradeço à minha companheira Riane, que sempre me apoiou e dedicou grande esforço para me ajudar nesse caminho longo e difícil, com muito amor e compreensão.

Agradeço ao Professor Sebastião por me orientar nesse projeto e pelos seus ensinamentos durante o curso.

Ao Professor Sergio por ter aceitado participar da realização desse Projeto e por ser tão dedicado a todos nós alunos.

Agradeço ao João por ter me ensinado muitos dos conceitos apresentados no projeto e todos os colegas da Omega que sempre foram atenciosos e pacientes, solucionando todas as minhas dúvidas e questionamentos.

À todos os meus amigos por todo apoio e confiança.

Resumo do Projeto Final apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista

ANÁLISE DA PÓS-OPERAÇÃO
DO PONTO DE VISTA DO AGENTE DE TRANSMISSÃO

Ana Carolina Conde Ribeiro

Janeiro/2015

Orientador: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Através de uma complexa rede de transmissão, o Brasil interliga regiões distantes e sub-sistemas que poderiam ficar isolados e que, graças ao Sistema Interligado Nacional (SIN), permitem o intercâmbio de energia entre regiões. O SIN é operado pelo ONS que atua juntamente com os Agentes de Transmissão na operação das Funções de Transmissão. Estes Agentes são fiscalizados pela ANEEL que formula normas e procedimentos para um bom funcionamento do sistema.

O SIN possui Agentes de Transmissão que são os donos dos empreendimentos adquiridos através de concessões disponibilizadas em grandes leilões de energia. O Agente que ganha o leilão fica responsável por construir, manter e operar o empreendimento durante o período de 30 anos. A remuneração recebida pelo Agente é a chamada Receita Anual Permitida (RAP). O Agente passa a receber por mês o denominado Pagamento Base (PB), um duodécimo da RAP.

O PB sofre desconto em caso de indisponibilidade de equipamentos importantes. Estes equipamentos são as chamadas Funções de Transmissão. O desconto é a Parcela Variável e segue, para sua fixação, as regras dos Procedimentos de Rede e Resolução Normativa 270.

Este projeto tem por objetivo apresentar um dos cenários da operação de um sistema de transmissão, mais detalhadamente a Pós-Operação, através de exemplos e regras que se aplicam no dia a dia de um Agente de Transmissão do Sistema Interligado Nacional.

Sumário

Listas de Figuras

Lista de Tabelas

Capítulo 1 - Introdução

O desenvolvimento energético de um país, assim como o consumo de energia associado, estão intimamente relacionados ao seu desenvolvimento econômico. O Brasil possui um sistema energético diferente de qualquer outro no mundo e, por possuir um território privilegiado, apresenta uma matriz energética predominantemente hidroelétrica. Em um cenário geral, temos como principal fonte de geração as usinas hidrelétricas, seguida pelas usinas térmicas, mas também encontramos fontes de energia alternativas como eólica, solar, biomassa e marés recebendo investimentos no país.

O sistema elétrico brasileiro (SEB) é dividido basicamente em 4 partes:

- Geração;
- Transmissão;
- Distribuição;
- Comercialização.

Com a matriz energética predominantemente hidroelétrica, a geração fica, de uma forma geral, distante dos centros de carga, sendo o transporte dessa energia feito pelas linhas de transmissão. Um enorme e único sistema malhado liga geração e transmissão, o chamado Sistema Interligado Nacional (SIN).
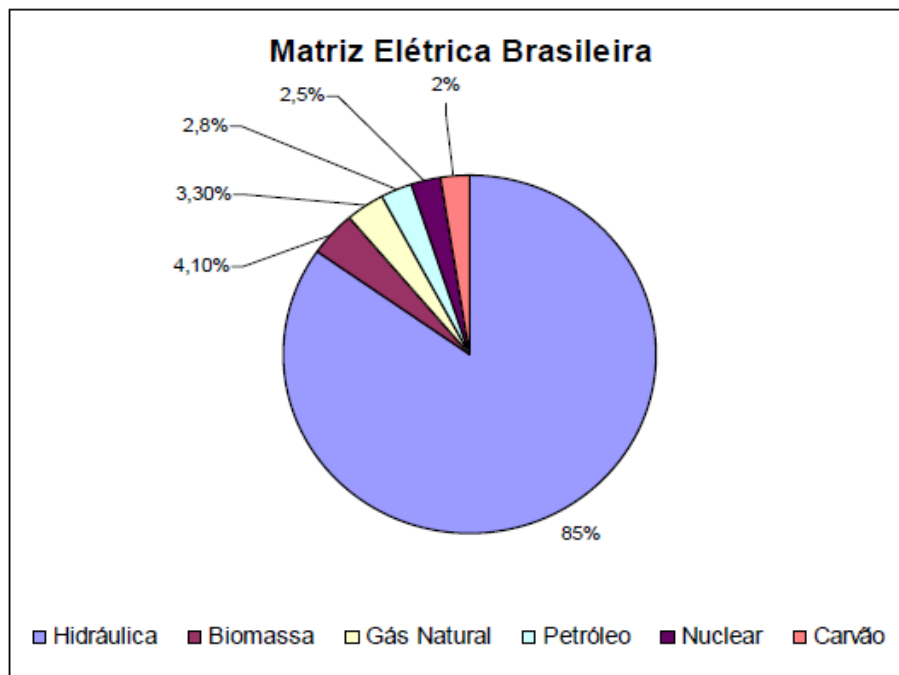
Figura 1: Matriz Elétrica Brasileira [1]

O SIN é uma grande malha que interliga geração e centros de carga através de milhares de quilômetros de cabos condutores. Esse sistema possibilita o intercâmbio de energia entre as regiões e possui grande confiabilidade. Num mesmo consumidor, chegam mais de uma alimentação, ou seja, um mesmo centro de carga é alimentado por mais de um circuito de transmissão.

Para o SIN, adota-se o critério de confiabilidade N- 1. Entende-se com o critério N- 1 que, mesmo com a perda de qualquer elemento do sistema, não ocorra nenhum desligamento, sobrecarga de equipamentos ou violação de frequência e tensão [2].

A operação do SIN é coordenada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) sob regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Os agentes de transmissão são empresas públicas ou privadas, sendo os verdadeiros donos dos empreendimentos.

Por meio dos leilões de energia promovidos pela ANEEL, os agentes se tornam responsáveis pelos empreendimentos ao ganharem as concessões, sendo de sua responsabilidade construir, operar e manter seus equipamentos de acordo com os Procedimentos de Rede.

Esses procedimentos são um conjunto de normas necessárias para a realização da operação e administração da transmissão.

Os Procedimentos de Rede [11] têm como principais funções:

- Legitimar, garantir e demonstrar a Transparência, Integridade, Equanimidade, Reprodutibilidade e Excelência da Operação do Sistema Interligado Nacional;
- Estabelecer, com base legal e contratual, as responsabilidades do ONS e dos Agentes de Operação, no que se referem às atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação do sistema elétrico;

- Especificar os requisitos técnicos contratuais exigidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão - CPST, dos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT e dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão - CUST.

Os Agentes do Sistema que operam no SIN se dividem em dois grupos: Agentes de Geração e Agentes de Transmissão. O local onde se realiza essa operação é o Centro de Operação do Sistema (COS).

O sistema de transmissão constitui um monopólio regulado. Existem diversos agentes de transmissão responsáveis pela operação, para estimular novos investimentos e expansão. Os serviços de transmissão são remunerados para cobrir despesas de obra, administrativas, manutenção e operação.

Os serviços de transmissão são remunerados através da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), tendo o seu montante dividido em Receita Anual Permitida (RAP), que pode ser calculada de diversas maneiras.

A operação de um sistema elétrico de potência (SEP), pode ser dividida em três etapas (como mostrado na Figura 2), que são igualmente importantes: pré-operação, operação em tempo real e pós operação.
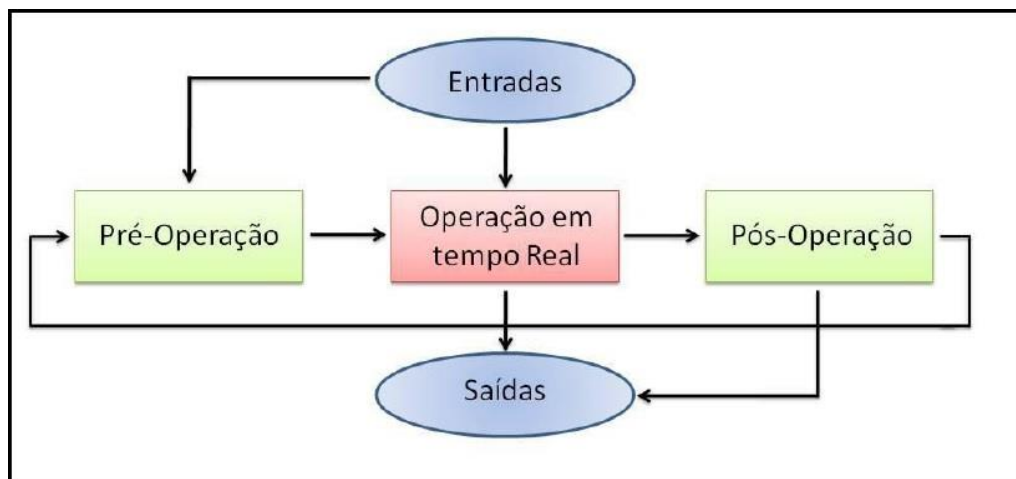
Figura 2: Organização da Operação de um Agente de Transmissão[2]

A pré-operação é responsável por aperfeiçoar as intervenções, visando sempre reduzir o pagamento da Parcela Variável.

O setor de pré-operação é responsável pela programação das intervenções, fazendo sempre um planejamento para obedecer as condições de segurança e facilitar as manobras realizadas pelos operadores do Centro de Operações (COS). Também é responsável pelo contato com outros agentes através de documentos como: Autorização para Trabalho em Equipamento de Interligação Desenergizado (AI), Autorização para Trabalho em Equipamento de Interligação Energizado (ATEIE) e Mensagem Operativa (MO).

A pré-operação de um Agente da Transmissão também trabalha em conjunto com o Operador do Sistema através do cadastramento das intervenções no Sistema de Gestão Interna (SGI), sendo este um sistema para o cadastramento das intervenções dos Tipos 1 a 4, respeitando sempre os prazos e condições necessárias.

A operação em tempo real de um Agente realiza manobras importantes para a realização das intervenções cadastradas pela pré- operação e manobras para recomposição do sistema em caso de algum desligamento intempestivo.

Os operadores ficam alocados no Centro de Operações (COS) e possuem toda estrutura e infraestrutura para operar o sistema de forma a minimizar o pagamento de PV.

O centro de operações do Agente da Transmissão supervisiona todos os empreendimentos de sua responsabilidade. Existe também o Centro de Operação da Transmissão (COT) que passa a supervisionar os empreendimentos caso ocorra algum problema para a supervisão do COS. E também, abaixo do COT, a supervisão no local, dentro das próprias subestações. Caso ocorra algum problema de supervisão do COT, cada subestação fica responsável por supervisionar os seus equipamentos e funções de transmissão.

A Pós-Operação do Agente de Transmissão realiza a análise das ocorrências e reporta todas as conclusões ao tempo real, para que com isso possam otimizar o seu trabalho e minimizar o pagamento da Parcela Variável (PV).

A Parcela Variável é o desconto que as concessionárias sofrem por indisponibilidade de suas Funções de Transmissão. Esses descontos são calculados em cima do Pagamento Base (PB) sendo este o duodécimo da Receita Anual Permitida (RAP). A RAP é recebida pelo Agente para construção e operação de um empreendimento pelo período de 30 anos.

A Pós-Operação de um Agente trabalha em constante comunicação com o ONS, através de sistemas que buscam facilitar a troca de informações quando ocorre qualquer tipo de indisponibilidade. Os sistemas mais comuns que ficam sob a responsabilidade da pós é o

Sistema Integrado de Perturbações (SIPER), o Sistema de Apuração da Transmissão (SATRA), Apuração Mensal de Serviços e Encargos (AMSE) e Acompanhamento de Recomendações e Providências em Andamento (SGR). Através desses sistemas, o ONS faz suas considerações e análises sobre as ocorrências e cabe ao Agente concordar ou contestar, e assim expor as suas considerações.

Os Agentes do Sistema que operam no SIN se dividem em dois grupos: Agentes de Geração e Agentes de Transmissão. O local onde se realiza essa operação é o Centro de Operação do Sistema (COS). Nele existe um robusto sistema de supervisão e controle, onde é possível monitorar os parâmetros dos equipamentos e controlá-los através de telecomandos. O indivíduo que trabalha nesse COS é o Operador de Sistema.

Objetivos

Este trabalho apresenta uma abordagem geral dos conceitos de operação do sistema elétrico, explicando o funcionamento e as tratativas dos Agentes de Transmissão com o Operador Nacional do Sistema ONS. São também apresentados comentários e explicações sobre as Funções de Transmissão e sua importância para a operação do sistema.

O principal objetivo desse trabalho é explicitar o trabalho da Pós-Operação de um Agente de Transmissão, demonstrando o funcionamento interno e as tratativas com outros Agentes e com o ONS.

Por fim, é comentada a importância de um setor de Pós- Operação de um Agente, demonstrando os tipos de contabilização da transmissão através da Parcela Variável (PV).

Estrutura do Trabalho

O trabalho é dividido em seis capítulos. Neste primeiro capítulo apresenta-se uma contextualização da Operação de Sistemas de Transmissão dentro da caracterização do Setor Elétrico Brasileiro.

No capítulo 2 é feita uma exposição dos principais conceitos referentes a um sistema de potência e do que o Operador de Sistema precisa conhecer para executar sua função.

No capítulo 3 é explicado como a operação dos sistemas de transmissão é feita no contexto do SIN, discriminando duas etapas que compõem o processo, a pré-operação e a operação em tempo real.

No capítulo 4 são apresentados os conceitos de funcionamento da Pós - Operação de um sistema de potência e também os procedimentos necessários para a contabilização e apuração.

No capítulo 5 são mostrados, através de exemplos, os tipos de intervenção e possíveis cobranças de PV.

Por fim, no capítulo 6 é apresentado um resumo do projeto e são expostas possíveis vertentes de projetos futuros a partir deste.

Capítulo 2 - Base da Operação de Sistemas de Transmissão

2.1. Sistema Interligado Nacional

Como citado anteriormente, a expansão do sistema de transmissão está diretamente ligada ao crescimento econômico do país. O Brasil possui uma malha de transmissão complexa e eficiente. O país que mais se aproxima do sistema de transmissão brasileiro é a China, também apresentando um sistema interligado em grande expansão.

O Sistema Interligado Nacional interliga quase todo o território brasileiro, realizando transporte de energia elétrica ao longo de todo país. De acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS (2014), apenas 1,7% da capacidade de geração encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados, localizados principalmente na região amazônica [12].

O serviço de transporte de grandes blocos de energia por longas distâncias no SIN é feito através de linhas e subestações com tensão igual ou superior a 230kV, chamada de Rede Básica. Qualquer sistema fora da rede básica encontra-se na Rede Complementar.

Como pode ser visto na Figura 3, o sistema de transmissão brasileiro consegue chegar nas áreas remotas do país, transportando energia elétrica para a grande maioria da população.
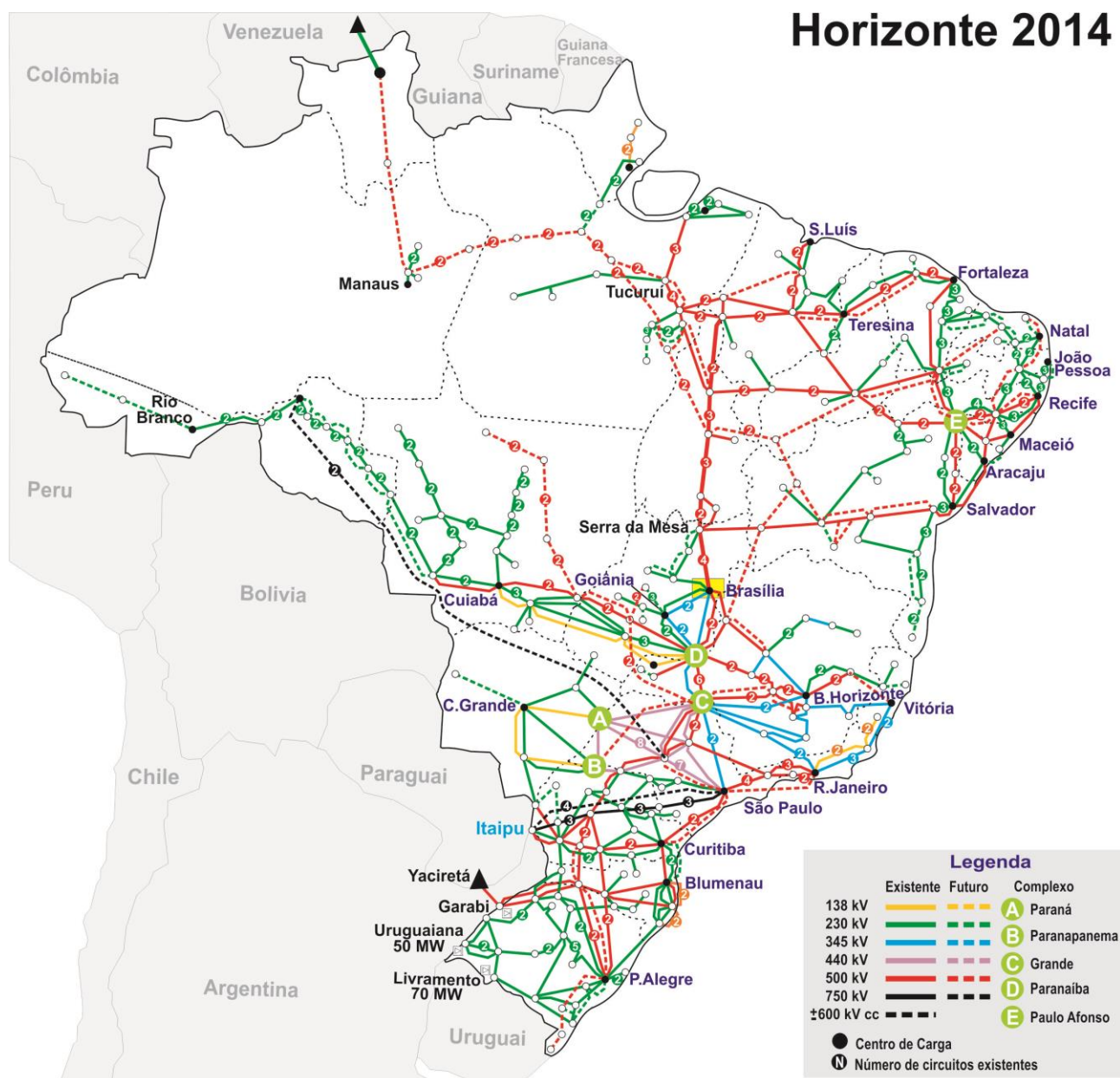
Figura 3:Mapa do SIN (Fonte : ONS 2014)

Os empreendimentos que pertencem aos Agentes de Transmissão compõem o SIN e para obtê-los, os Agentes participam de leilões de energia organizados pela ANEEL.

Os leilões realizados pela ANEEL produzem concessões aos Agentes de Transmissão para construção, operação e manutenção dos empreendimentos. A ANEEL publica o edital com antecedência, o que inclui todos os dados técnicos associados aos lotes que serão leiloados, e estabelece um limite para a remuneração anual da concessão. O Agente vencedor

é o que oferta o menor lance para a remuneração, adquirindo a concessão para construir, operar e manter por um período de 30 anos.

A remuneração que o Agente recebe é chamada de Receita Anual Permitida (RAP), e por mês recebe o Pagamento Base (PB) - duodécimo da RAP[11].

O PB sofre descontos quando ocorre indisponibilidade dos equipamentos mais importantes, as chamadas Funções de Transmissão (FT). Esses descontos, que somados geram a Parcela Variável (PV) , seguem as regras que são estabelecidas nos Procedimentos de Rede [19] e na Resolução Normativa 270 [1] da ANEEL.

2.2. Subestações

Nas subestações ficam abrigados os equipamentos elétricos e as Funções de Transmissão (Bancos de capacitores, reatores e transformadores), estabelecendo a conexão entre as linhas de transmissão que chegam.

Uma subestação pertence a um Agente da Transmissão e aloca suas FT. No entanto, é possível que numa mesma subestação residam equipamentos de outros Agentes, ocorrendo isto quando a SE sofre expansão. Esses Agentes que não são os donos da SE, mas possuem equipamentos nela, são chamados de Agentes Acessantes. Os donos das SE são chamados Agentes Acessados[7].

Figura 4: SE Araraquara

As subestações podem realizar diferentes funções e apresentar arranjos de diferentes formatos. Os diferentes modos como os equipamentos estão conectados entre eles e com o SIN caracterizam os diferentes arranjos das subestações.

Para um trabalho eficiente de operação é de extrema importância que o operador conheça os arranjos de todas as subestações de sua responsabilidade. Com esse conhecimento, é possível realizar as manobras durante uma indisponibilidade de alguma FT com mais eficiência e rapidez, liberando assim a FT ao ONS para fins das atividades de recomposição do sistema.

Os arranjos mais comuns em subestações do SIN são: Barra Principal e Transferência, Barra Dupla a Disjuntor Duplo, Barramento em Anel e Barra Dupla a Disjuntor e Meio [7].

2.2.1. Barra Principal e Transferência

É uma boa escolha, com bom balanceamento entre custo e confiabilidade. O arranjo barra principal e transferência é o mais utilizado em subestações de 230 kV, podendo sua configuração apresentar ou não chave seletora de barra.

Com as chaves seletoras de barra, tanto a barra 1 quanto a barra 2 podem ser utilizadas como barra principal. Ou seja, quando funcionando em operação normal, os equipamentos podem ser conectados tanto na barra 1 quanto na barra 2. No entanto, na ausência das chaves seletoras de barra, a barra 2 só pode exercer a função de barra de transferência.
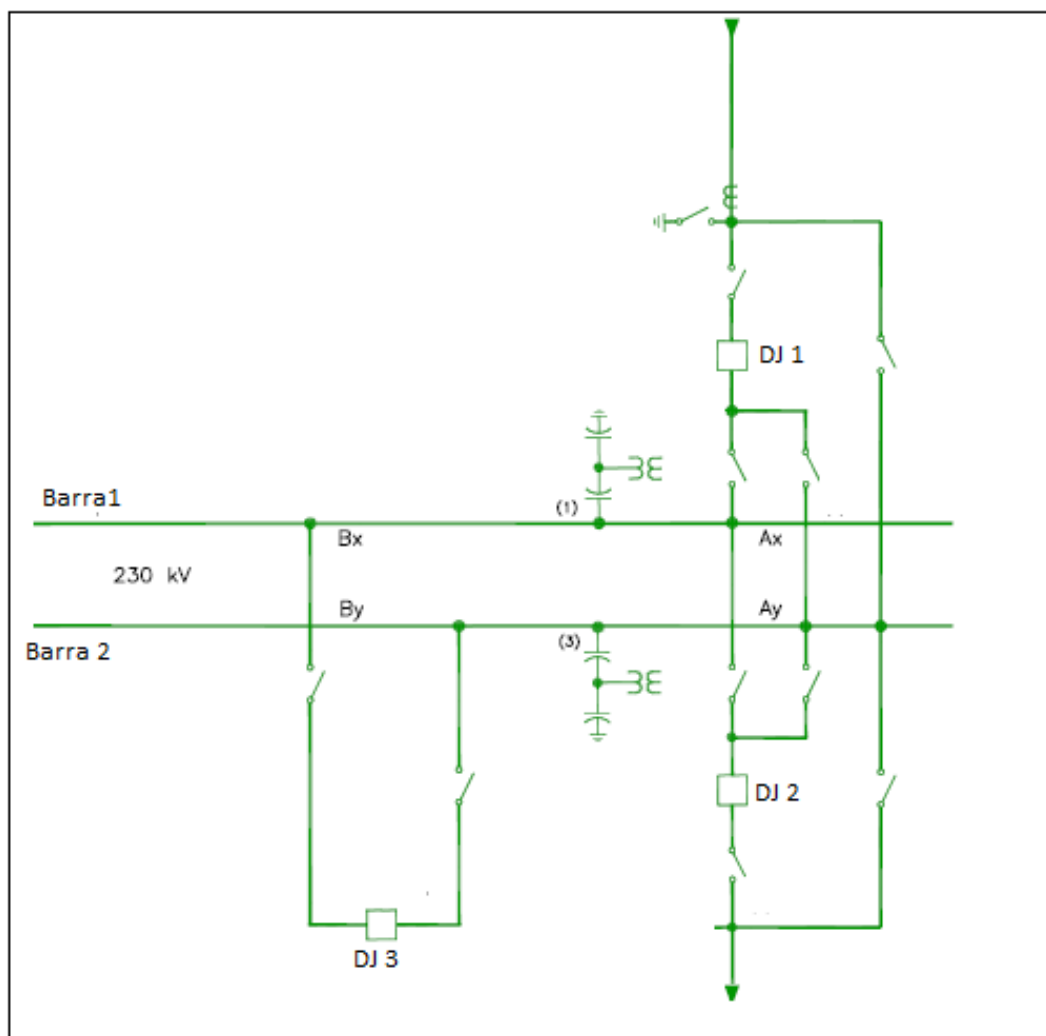
Figura 5: Diagrama Barra Principal e Transferência com chave seletora de barra

O disjuntor DJ3, conhecido como disjuntor de transferência ou interligação, também é conhecido pelo jargão de TIE.

O TIE pode trabalhar aberto ou fechado, depende da configuração operacional da subestação, quando não tiver chaves seletoras de barra. Quando tiver chaves seletoras, ele trabalha fechado, colocando as duas barras no mesmo ponto elétrico.
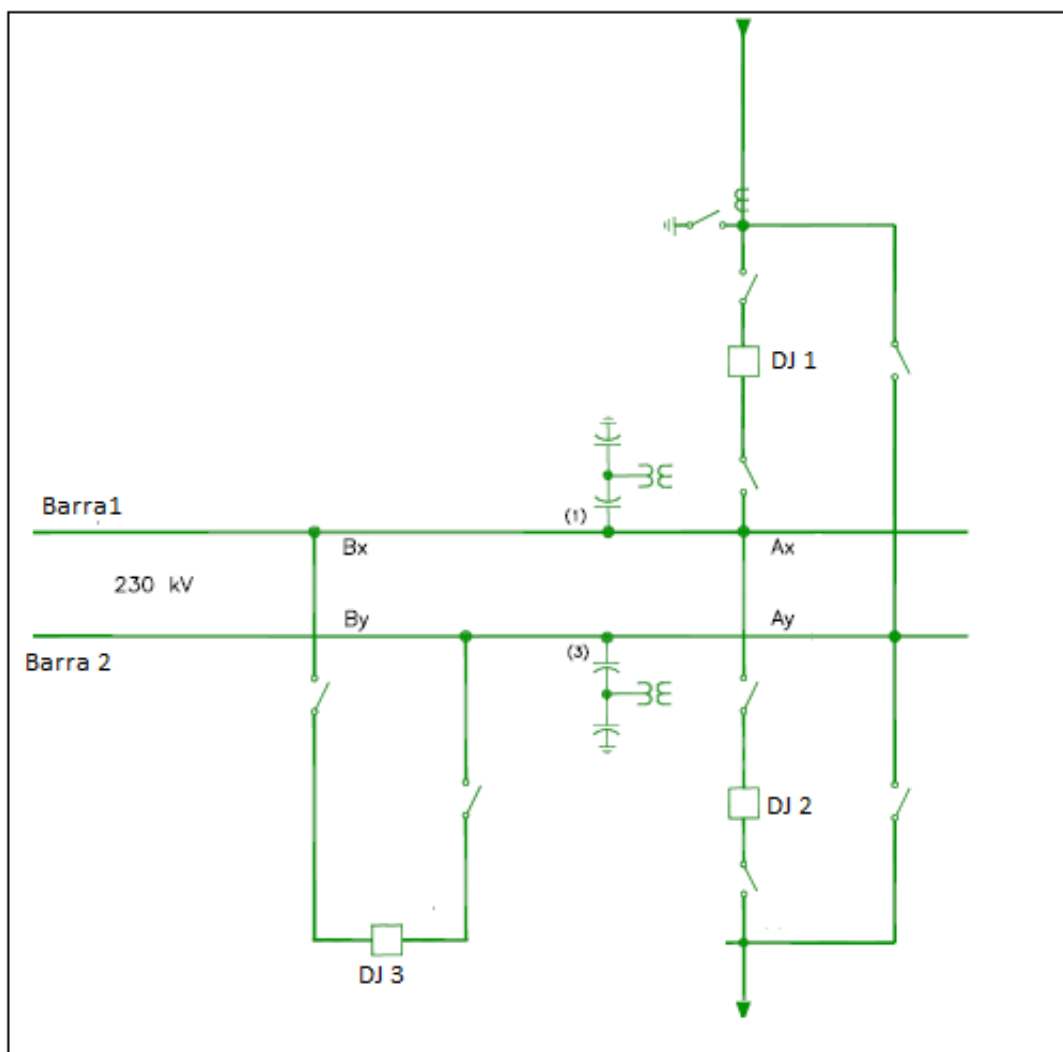
Figura 6: Diagrama Barra Principal e Transferência sem chave seletora de barra

Com esse arranjo, é possível manter ligado qualquer equipamento, caso haja necessidade de manutenção em outro. Quando necessário liberar algum vão, todos os equipamentos ficam ligados à barra principal, ficando a barra de transferência livre para a realização das manobras. Contando com as chaves seletoras de barra, é possível escolher a barra a ser utilizada como principal.

2.2.2. Barra Dupla a Disjuntor Duplo

Esse arranjo é utilizado nas subestações com maior importância sistêmica (subestações com as FT mais importantes), pois é considerado o arranjo mais confiável. A confiabilidade se dá porque cada equipamento possui dois disjuntores ligados a ele.
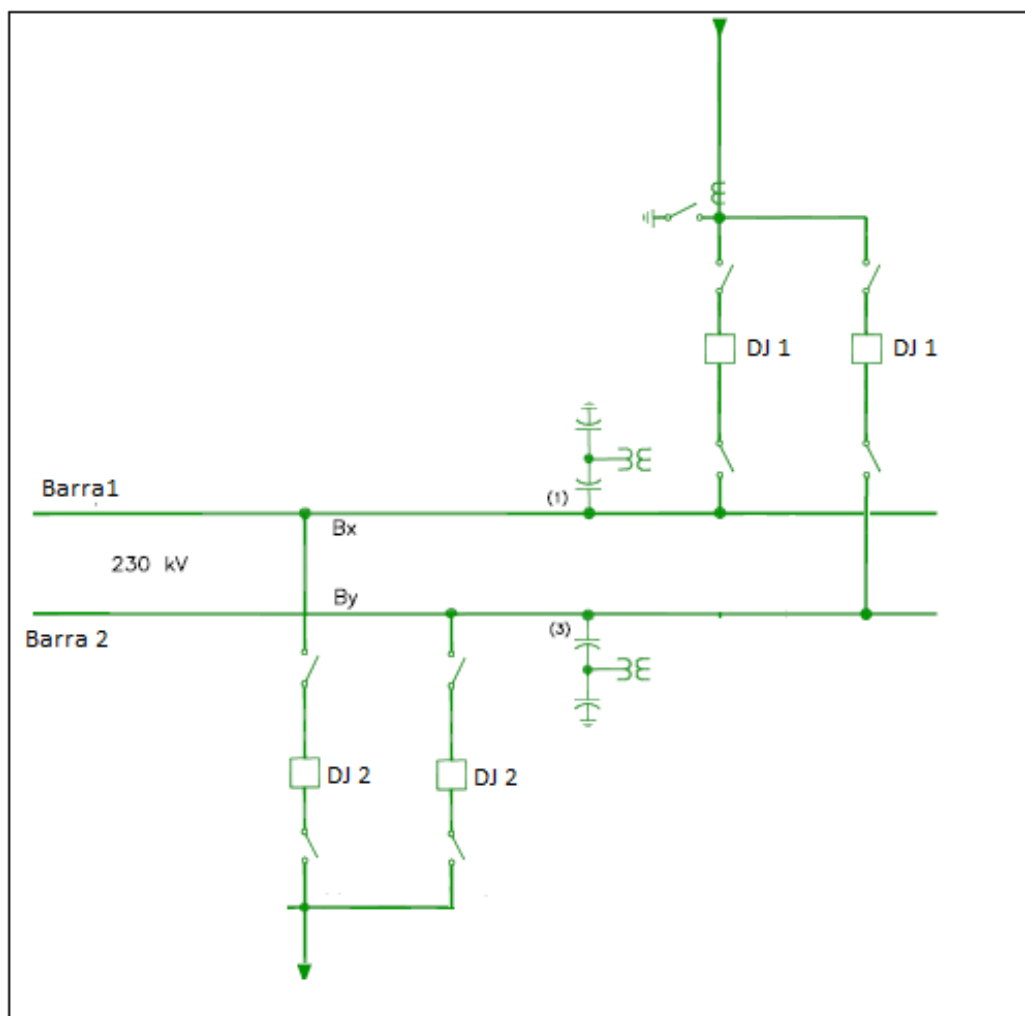
Figura 7: Diagrama de Barra Dupla a Disjuntor Duplo

2.2.3. Barramento em Anel

Com esse arranjo, cada equipamento tem um disjuntor associado. É considerado um arranjo confiável e bom em termos econômicos, nele sendo possível realizar a manutenção de mais de um disjuntor sem desligar nenhum equipamento.
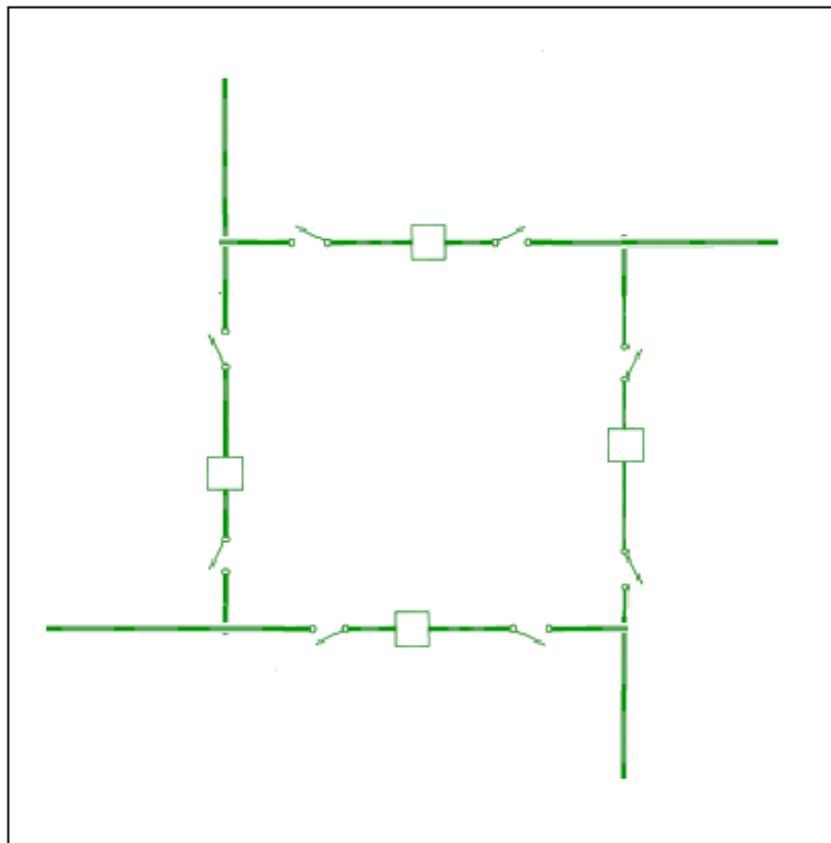
Figura 8: Diagrama Barramento em Anel

2.2.4. Barra Dupla a Disjuntor e Meio

É o arranjo mais utilizado em extra-alta tensão, podendo também ser utilizado em classes menores de tensão, por exemplo, quando uma subestação de 230kV está ligada diretamente a usinas geradoras.

Cada equipamento possui um disjuntor exclusivo e um compartilhado. O disjuntor de barra e o disjuntor de meio, conforme Figura 9.

Esse arranjo também possui uma alta confiabilidade e menor custo.

Figura 9:Diagrama Barra Dupla a Disjuntor e Meio

2.2.5. Serviço Auxiliar de Subestações

Os equipamentos auxiliares dos circuitos de potência também são importantes para o funcionamento das Subestações. Os motores que movimentam as seccionadoras para abrir ou fechar, e que realizam a compressão das molas dos disjuntores, por exemplo.

Nas subestações trabalham os técnicos mantenedores, alocados na sala de controle, onde ficam alocados os painéis de proteção e controle.

Todos esses equipamentos e componentes consumem energia. O serviço auxiliar (SAUX) presente nas subestações é responsável por alimentar esses equipamentos.
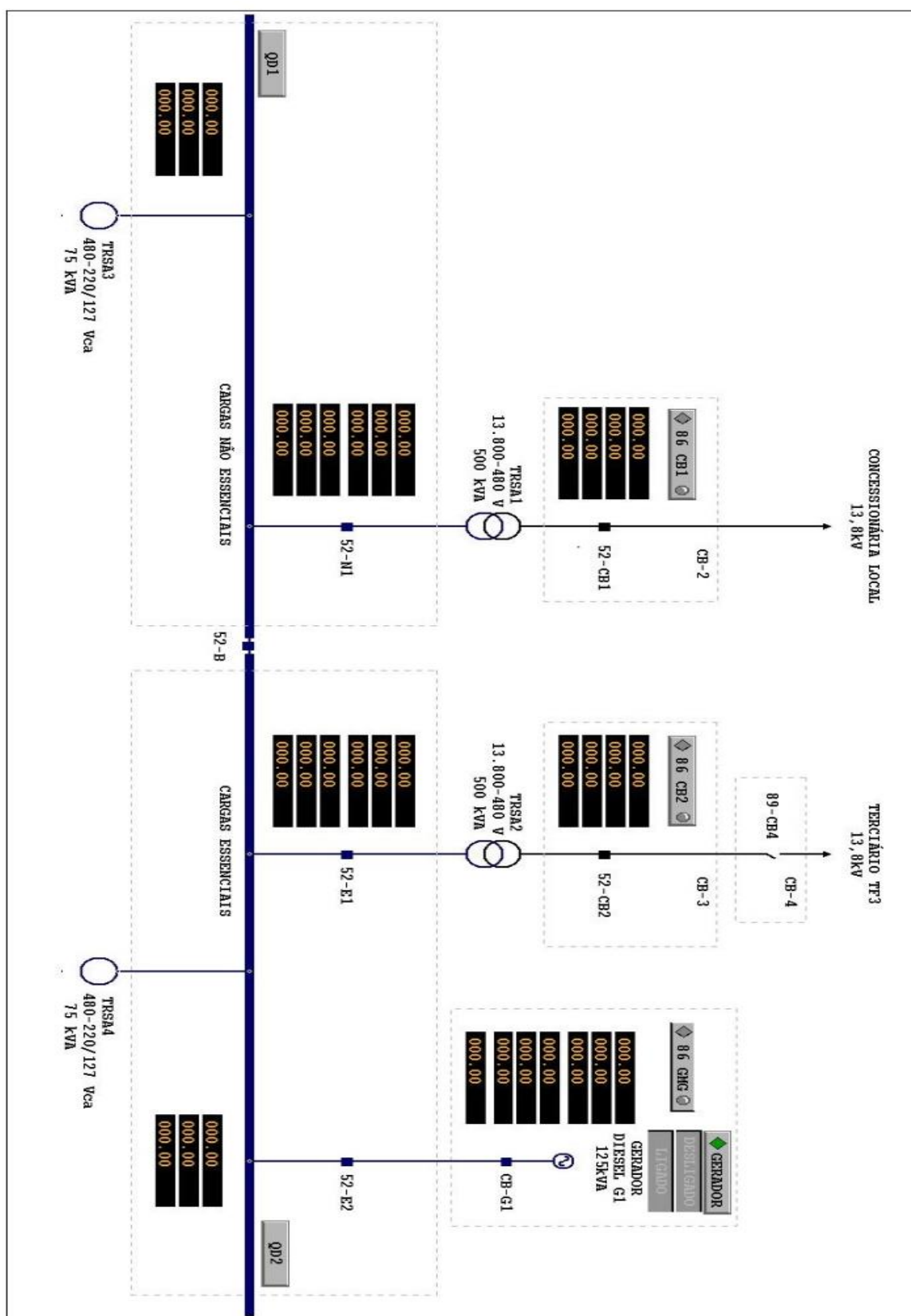
Figura 10: Diagrama de SAUX - Barramento de Corrente Alternada

A Figura 10 mostra o arranjo de SAUX de uma subestação. Os arranjos podem ser diferentes, mudando as fontes de energia, de acordo com a particularidade de cada projeto.

As fontes de energia disponíveis para SAUX são: um Grupo Motor Gerador a Diesel (GMG), um ramal da concessionária distribuidora de energia local, o terciário de um ou mais transformadores da subestação. E como em todas as partes do Sistema Elétrico, o SAUX não é alimentado somente por uma única fonte, para aumento da confiabilidade.

Existem cargas que não podem ser interrompidas, como o sistema de supervisão, comando e controle da subestação. Essas cargas ficam conectadas no barramento de cargas essenciais. E existem outros tipos não tão importantes que podem ser interrompidos temporariamente, como circuitos de tomadas e iluminação. Essas cargas ficam conectadas ao barramento de cargas não essenciais. Normalmente, o terciário de um transformador ou o ramal da concessionária distribuidora alimenta os dois barramentos interligados, sendo supridas as duas cargas. Caso ocorra algum problema e a fonte de alimentação seja perdida, o GMG entra em ação com seu automatismo.

Quando ocorre a contingência, o automatismo entra em ação abrindo o disjuntor que interliga o barramento de cargas não essenciais e abrindo o disjuntor que conecta a fonte ao barramento de cargas essenciais. Em seguida, é dada partida no GMG e, quando ele fica pronto para operar, os disjuntores que conectam cargas essenciais são fechados. A partir daí, o GMG fica alimentando as cargas essenciais temporariamente.

No SAUX também existe o barramento de corrente continua, sendo este alimentado por um banco de baterias conectado a um retificador. Os circuitos de comando são um exemplo de cargas essenciais que precisam de alimentação CC.
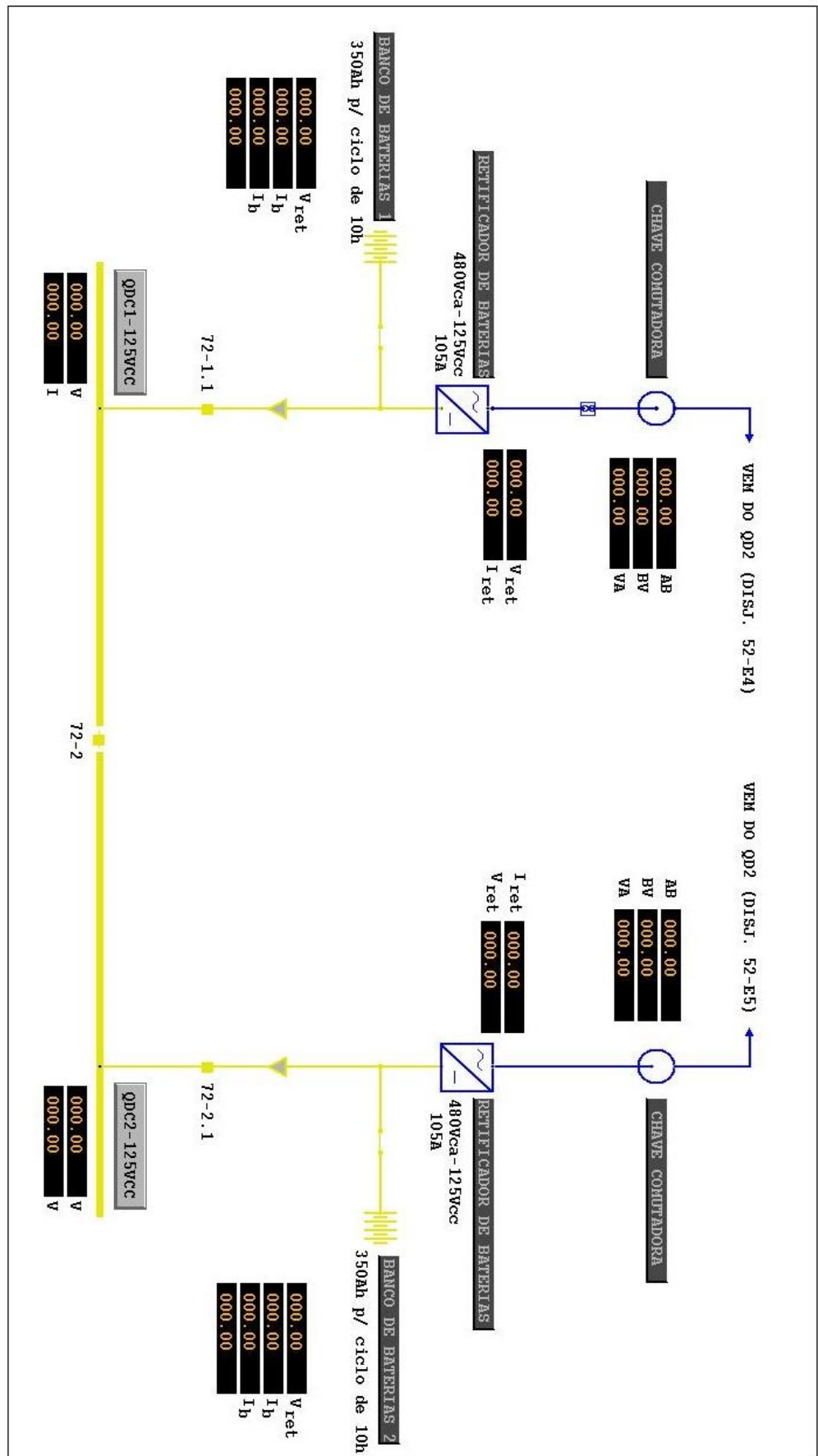
Figura 11: Diagrama de SAUX - Barramento de Corrente Contínua

A tensão AC dos barramentos de cargas não essenciais e essenciais chega ao retificador. Quando as fontes de energia estão funcionando normalmente, o banco de bateria fica sendo carregado e só entra em operação na ausência de alimentação. O inversor alimentado pelo barramento de corrente contínua converte a tensão contínua em alternada alimentando o barramento de cargas essenciais.

2.3. Funções de Transmissão

As funções de transmissão são os equipamentos remunerados de um determinado empreendimento, ou seja, os equipamentos mais importantes.

As FT são remuneradas pelo tempo de disponibilidade no sistema. A disponibilidade de todas as Funções em um mês garante o Pagamento Base para o Agente de Transmissão. Os equipamentos considerados FT são discriminados no Contrato de Prestação de Serviço da Transmissão (CPST)[11]. Os equipamentos típicos considerados Funções de Transmissão são: Linhas de Transmissão, Transformadores de Potência, Banco de Capacitores e Reatores.

2.3.1. Linhas de Transmissão

Tendo em mente que a geração energética do Brasil é predominantemente hidroelétrica, sabemos que os reservatórios se encontram a uma longa distancia do centro de consumo. A ligação entre a geração e o centro de carga é feita então pelas Linhas de Transmissão. A transmissão de energia é dividida basicamente em duas faixas, a transmissão propriamente dita, para potências mais elevadas e ligando grandes centros, e a distribuição, utilizada dentro de centros urbanos, por exemplo.

As LTs são grandes estruturas cujo objetivo é o transporte de energia. Sua composição é basicamente de:

- Cabos condutores de energia e acessórios;
- Estruturas isolantes;
- Fundações;
- Cabos de guarda ou pára-raios;
- Aterramentos.

Figura 12: Linhas de Transmissão de 500 kV chegando na SE Araraquara

Dentre as características elétricas das linhas, a classe de tensão é a mais determinante. No SIN existem as classes de 500, 400, 345, 230 e 138 kV, sendo as linhas de tensão abaixo de 138 kV usadas na subtransmissão e distribuição.

Em sistemas de grande porte, é usual a interligação entre sistemas, formando uma rede. O número de interligações aumenta a confiabilidade do sistema, porém também aumenta sua complexidade. A interligação pode tanto contribuir para o suprimento de energia quanto para a propagação de falhas no sistema: um problema que ocorra em um ponto da rede pode se propagar aos pontos a sua volta e resultar em aceleração dos geradores, sendo necessário o desligamento em vários pontos, incluindo nos centros consumidores, o que pode gerar apagões ou blecautes. As linhas são conectadas às subestações que dispõem de mecanismos de manobra, controle e proteção que permitem reduzir os transitórios que resultam durante a operação das linhas.

A transmissão de energia é realizada normalmente em corrente alternada e é apoiada pela capacidade dos transformadores em elevar a tensão e reduzir a corrente, o que, consequentemente, de acordo com a equação 1, reduz as perdas na linha por efeito Joule.

$$P = 3\,R\,i^2 \qquad [1]$$

Nas linhas de extra-alta tensão, ou seja, acima de 345 kV, o principal fator limitante é o chamado efeito Corona. Esse efeito ocorre quando o campo elétrico na superfície dos condutores atinge um limiar no qual o poder dielétrico do ar é excedido, criando assim pequenas descargas em torno do condutor, similar a uma coroa.

Visualmente é um efeito interessante, no entanto provocando perdas elétricas no sistema e interferência em rádio e TV em localidades próximas. O efeito Corona torna-se mais intenso na ocorrência de chuva, com as gotas de água nos cabos provocando uma concentração do campo elétrico, e com isso elevando o nível de perdas e interferência. Normas brasileiras específicas, como a NBR 5422, impõem limites nos níveis de interferência provocados pelas linhas de transmissão, geralmente especificados para clima ameno.

Quando acontecem sobretensões na linha, o efeito Corona é um meio importante de limitação em seus niveis, agindo como um "escape" da energia excedente.

Uma linha de extra-alta tensão projetada de forma otimizada apresenta campos superficiais nos condutores próximos do limite.

Para linhas com grandes comprimentos, acima de 400 km, é necessário o uso de equipamentos de compensação, tais como reatores em paralelo e capacitores em série, para aumentar sua capacidade de transmissão.

Os reatores em paralelo (também chamados de reatores shunt) anulam parcialmente o efeito capacitivo da linha, minimizando o efeito Ferranti que ocorre quando a linha opera em carga leve. Estes reatores geralmente não são manobráveis, o que pode ser indesejável quando a linha estiver em carga pesada. A manobra convencional de um reator pode levar a sobretensões indesejáveis e é evitada na medida do possível. O uso de reatores controláveis permite uma maior flexibilidade, mas acrescenta uma maior complexidade e custo no sistema de transmissão.

O efeito Ferranti faz com que a tensão aumente ao longo da linha de transmissão. Na ausência de compensação reativa, a tensão de regime no final da linha de transmissão é sempre maior do que no início. Isso ocorre devido ao fluxo de corrente capacitiva através da indutância série da linha.

Diversos problemas assolam a integridade de uma rede de transmissão, tais como:

- Sobretensões devido a descargas atmosféricas;
- Sobretensões devido a manobras;
- Ventanias, furacões, geadas e outras condições climáticas extremas;
- Poluição;
- Vandalismo.

Alguns destes problemas são transitórios, desaparecendo após o religamento da linha. Outros acarretam danos permanentes, como queda de torres.

Defeitos de origem elétrica podem ser minimizados a partir de sistemas de proteção e procedimentos operacionais:

- Cabos pára-raios,
- Pára-raios (supressores de surto),
- Pára-raios de linha,
- Procedimentos coordenados de manobra,
- Aterramento adequado,

A LT pode se encontrar em dois estados quando em operação normal: ligada ou energizada. Ela é dita ligada quando seus dois terminais estão fechados, circulando corrente e fluxo de potência. E é considerada energizada quando apenas um lado está fechado, ou seja, tem tensão, mas não circula corrente ou fluxo de potência. Além destas duas condições, a linha de transmissão também pode estar ligada a vazio, com os dois terminais fechados e sem carregamento devido a alguma condição sistêmica.

Outra classificação das LTs em linhas curtas, médias e longas, pode ser considerada, dependendo de seu comprimento[2].

- **Linha Curta (Até 80km)**

Neste caso a LT é representada por seus parâmetros série: resistência e indutância. Em razão da extensão menor, pode-se desprezar a capacitância shunt.
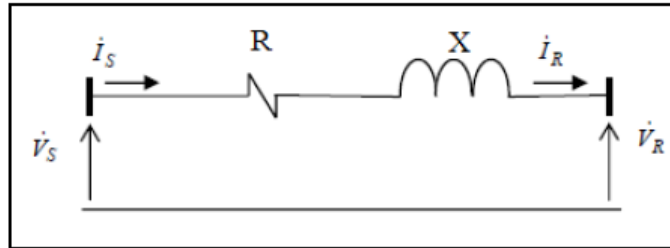
Figura 13: Circuito Equivalente de Linha Curta[2]

- **Linha média (80km a 240km)**

Representada pelo modelo π (PI) nominal, neste caso a inclusão da capacitância shunt nas extremidades se faz necessária, como mostrado na Figura 14.
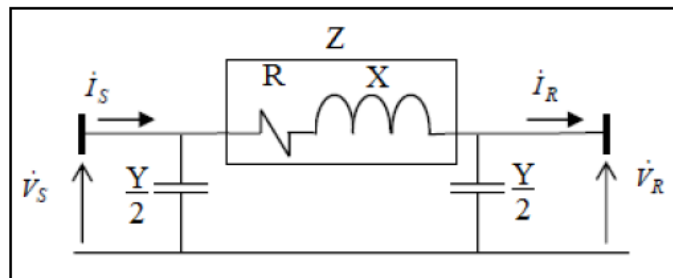
Figura 14: Circuito Equivalente Linha Média[2]

- **Linha longa (Acima de 240km)**

Representada pelo modelo II equivalente, essa configuração é a mais complexa, com consideração do efeito da distribuição dos parâmetros ao longo de sua extensão, resultando em modelagem precisa a 60Hz, quando olhando dos seus terminais.
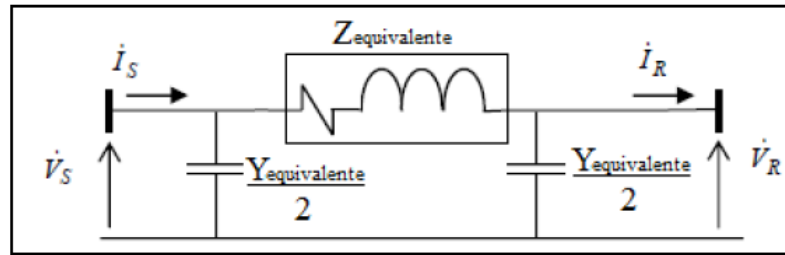
Figura 15: Circuito Equivalente Linha Longa[2]

2.3.2. Transformadores

A energia elétrica produzida em grandes quantidades nas usinas precisa ser transmitida até os centros consumidores e, por sua vez, distribuída aos consumidores. Portanto, em um sistema de geração, transmissão e distribuição costumam coexistir fluxos de energia de maiores e menores amplitudes.

Figura 16:Transformador de 500/230 kV da SE Lechuga

Fazer o controle da qualidade da energia transmitida simplesmente pela variação do nível de tensão ao longo do sistema pode ser facilmente realizado, dentro de certos limites, pelos transformadores.

O sistema é permeado de transformadores de potência, que ora elevam a tensão, ora abaixam a tensão, assim permitindo interligar sub-sistemas com tensões diferentes.

Pode-se definir o transformador como um dispositivo eletromagnético, constituído por enrolamentos montados sobre o núcleo de material ferromagnético. Os transformadores podem ser monofásicos ou trifásicos, dependendo do tipo de circuito onde estão conectados. Um transformador monofásico é constituído por dois enrolamentos (bobinas) instalados em um mesmo núcleo de material ferromagnético, como ilustra o desenho abaixo. Note que um dos enrolamentos é chamado primário e o outro chamado secundário, o enrolamento de maior tensão apresentando maior número de espiras.
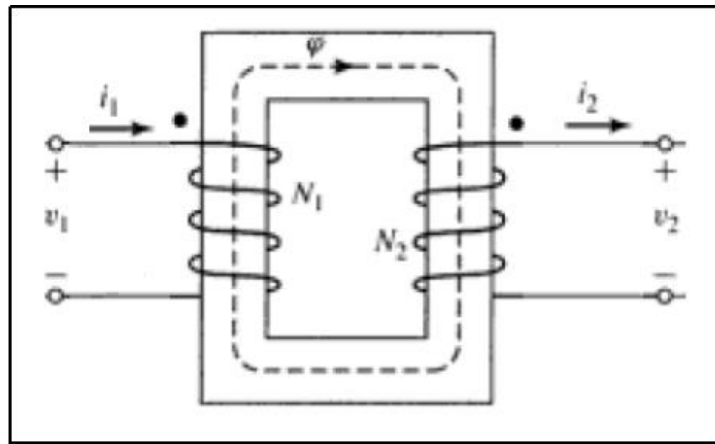
Figura 17: Diagrama esquemático de um transformador monofásico[4]

Considerando que o número de espiras no enrolamento primário (N_1) é normalmente diferente do número de espiras no enrolamento secundário (N_2), define-se como relação de transformação a relação entre as tensões em vazio nos terminais dos enrolamentos e que coincide com a relação entre os números efetivos de espiras dos mesmos.

$$\frac{V1}{V2} = \frac{N1}{N2} \quad [2]$$

Essa relação mostra que a tensão pode variar de acordo com a alteração na relação referida entre os números de espiras. Isto revela mais uma função dos transformadores de potência no SIN, o controle de tensão através de Comutadores de Derivação em Carga (CDC).

Estes comutadores são geralmente constituídos por uma chave comutadora, com impedidor de transição, e um seletor de derivações operado pelo mecanismo de acionamento.

Através do CDC, é possível alterar a relação de transformação de um transformador, através da alteração de sua derivação (*tap*), vide Figura 18.
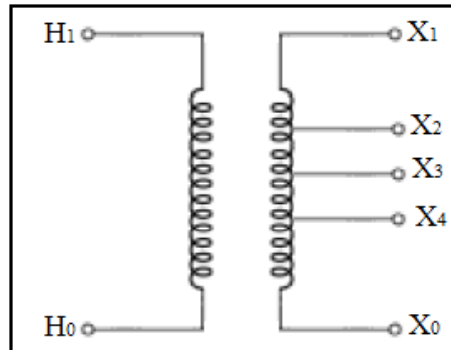
Figura 18: Diagrama de transformador com derivação no secundário

Economia nos gastos com os enrolamentos pode ser obtida quando da adoção de autotransformadores, como pode ser visto na figura 19, que são transformadores que possuem somente um enrolamento, mas com derivações. A filosofia atrás da utilização de algumas derivações no enrolamento do autotransformador é a mesma dos transformadores com dois ou mais enrolamentos e com tapes em um deles.

Nos sistemas de transmissão os autotransformadores são os mais utilizados, pois apresentam o maior custo-benefício.
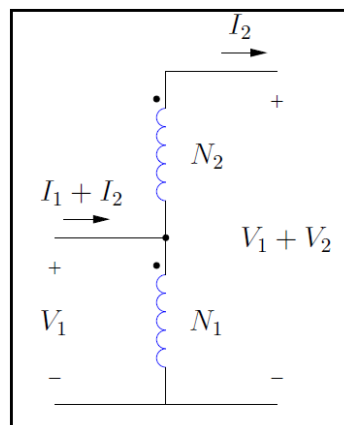
Figura 19: Representação de autotransformador monofásico [4]

Um terceiro enrolamento pode ser considerado nos transformadores de 3 enrolamentos. Os dois enrolamentos de tensões mais alta e intermediária recebem os nomes de lados de alto e de baixa. O terceiro enrolamento é conhecido como terciário e é normalmente usado

para atender a demanda de energia da própria subestação, ou seja, ele alimenta os serviços auxiliares (SAUX) da subestação.

Um elemento de grande importância na manutenção e operação do transformador é o óleo isolante. Ele atua ainda como elemento refrigerante, através da troca e dissipação do calor gerado, e é responsável pela isolação elétrica do equipamento.

Além do óleo isolante, os moto ventiladores que ficam logo abaixo do radiador também atuam na refrigeração do transformador.

Figura 20: Transformador com os moto ventiladores em destaque

O transformador possui esses elementos para a refrigeração e, por isso, a ABNT designa os transformadores de acordo com seu sistema de refrigeração. De acordo com a tabela 1, os símbolos utilizados para cada designação são os seguintes:

Tabela 1: Símbolos dos meios de resfriamento dos transformadores (NBR 5356)[8]

Meio de Resfriamento	Símbolo
Óleo	O
Líquido isolante sintético não inflamável	L
Gás	W
Ar	A
Natureza de Circulação	**Símbolo**
Natural	N
Forçada (no caso de óleo, fluxo não dirigido)	F
Forçada, com fluxo dirigido	D

Portanto, a partir desta tabela, os transformadores são classificados de acordo com o seu sistema de refrigeração. A classificação que normalmente aparece para os transformadores de potência [8] é a que se segue.

- Óleo natural - ar natural (ONAN): Nesse tipo de refrigeração, a atuação do óleo se dá de maneira natural, resfriando o equipamento através do processo de troca de calor por meio de sua convecção. Não há utilização de moto ventiladores, de forma que o ar externo à carcaça do transformador troca calor com o mesmo de maneira natural.

- Óleo natural - ar forçado (ONAF): Esta refrigeração é igual a anterior, porém, neste caso, há a presença dos moto ventiladores, melhorando a troca de calor com o ar externo.

- Óleo forçado - ar forçado (OFAF): Similar ao ONAF, porém dentro do tanque de óleo há uma bomba que contribui para a circulação do óleo, melhorando sua funcionalidade na refrigeração do equipamento.

- Óleo forçado - água forçada (OFWF): Possui bomba de circulação como o OFAF, mas seu resfriamento externo é feito com água e não com ar.

Um transformador só irá operar com carga nominal com seu melhor sistema de refrigeração, ou seja, a potência do transformador está relacionada ao seu sistema de refrigeração.

2.3.3. Banco de Capacitores

Os bancos de capacitores quando integrados ao sistema de potência são representados por seu valor de capacitância, podendo ser instalados em série nas LT ou em derivação em um terminal de chegada ou saída de circuitos. Nos sistemas de alta tensão em longa distância, normalmente os bancos de capacitores em série (BCS) são utilizados com a função principal de aumento da estabilidade do sistema. Resultam na diminuição efetiva da reatância indutiva série das linhas e consequentemente, em menor distância elétrica equivalente entre as subestações terminais.

Figura 21: Banco de Capacitores

Logo, com a redução da reatância total, incluindo a reatância do sistema externo presente de ambos os lados da linha referida, o fluxo de potência máximo transferido de um terminal para outro aumenta em relação à condição sem capacitor. V_1 e V_2 são as tensões remotas equivalentes.

$$P_{12} = \frac{V_1 V_2}{X_{LTTotal} + X_{ext}} \sin \delta_{12} \qquad [3]$$

$$X_{LTtotal} = X_{LT} + X_{BCS} \quad [4]$$

Como

$$X_{BCS} < 0$$

Logo:

$$X_{LTtotal} < X_{LT}$$
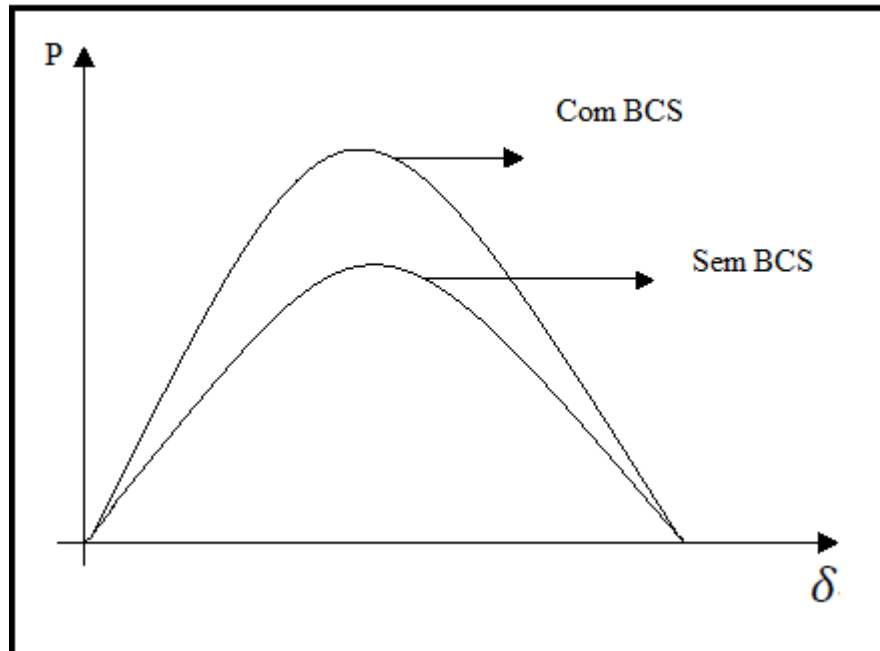
Figura 22: Curva Ângulo de carga x potência com e sem BCS

Os BCS dispõe de relés de bloqueio devidamente intertravados que protegem o BCS, impedindo a abertura do disjuntor, tanto para inserções automáticas como manuais.

Caso haja desligamento de uma linha de transmissão, o BCS deverá ser ``baipassado´´ automaticamente para possibilitar o retorno da referida linha. Caso contrário, as proteções de bloqueio do religamento automático da LT poderão atuar. Isso ocorre para evitar possíveis danos aos equipamentos produzidos pelas sobretensões. O bloqueio permanente nos BCS pode atuar para o desbalanço que pode ocorrer por descarga na plataforma ou por falha no disjuntor. Já o bloqueio temporário pode ocorrer para falhas relacionadas à sobrecarga dos

BCS e sub-harmônicos. Depois de eliminada a falha, o bloqueio é resetado e o banco é reinserido automaticamente.

Os BCS possuem ainda um sistema chamado MOV, Metal Oxide Varistor, que tem como função principal proteger o banco de eventuais faltas que possam ocorrer no sistema. Ele funciona limitando a sobretensão nos terminais dos capacitores e, em consequência, a corrente elétrica que circulará pelo banco.

2.3.4. Reatores

Equipamento instalado em série com a linha com o objetivo de introduzir uma impedância que limite a corrente ou em paralelo para estabelecer uma queda de tensão maior entre a entrada e a saída desta.

Figura 23: Reator da SE Lechuga

Os reatores em paralelo (também chamados de reatores shunt) anulam parcialmente o efeito capacitivo da linha, minimizando o Efeito Ferranti que ocorre quando a linha opera em carga leve. Estes reatores geralmente não são manobráveis quando conectados à linha de transmissão, o que pode ser indesejável quando a linha estiver em sobrecarga. A manobra

convencional de um reator pode levar a sobretensões indesejáveis e é evitada na medida do possível. O uso de reatores controláveis permite uma maior flexibilidade, mas acrescenta uma maior complexidade e custo no sistema de transmissão.

2.3.5. Módulo Geral

O Módulo Geral (MG) engloba equipamentos de conexão e também aqueles associados ao equipamento principal.

Pertencem ao MG as malhas de aterramento, sistemas de telecomunicações, equipamentos de interligação de barra, barramentos etc. [18]

2.4. Proteção de Sistemas de Potência

Os sistemas de potência estão sujeitos a sofrer diferentes tipos de defeito ou falha. Uma proteção é aplicada para detectar as anomalias que ocorrem na instalação protegida, desligando-a e protegendo-a contra os efeitos da deterioração que poderiam decorrer da permanência da falha ou defeito por tempo elevado.

Além de defeitos mais severos, podem ocorrer também instabilidades no Sistema de Potência no caso de falhas sustentadas por tempos acima de determinados limites.

Com isso, o Sistema de Proteção deve detectar a anomalia e remover o componente do Sistema Elétrico sob falha, o mais rápido possível e de preferência somente o componente sob falha, ou seja, uma proteção bem feita isola o mais rápido possível o equipamento em falha sem derrubar outros equipamentos do sistema.

Basicamente um sistema de proteção deve realizar as seguintes funções:

- Salvaguardar a integridade física de funcionários, usuários do sistema;
- Evitar ou minimizar danos materiais;
- Retirar de serviço um equipamento ou parte do sistema que se apresente defeituoso;
- Melhorar a continuidade do serviço;
- Diminuir despesas com manutenção corretiva.

De acordo com os Procedimentos de Rede do ONS [13] [17] para atender aos requisitos, o sistema de proteção deve ter proteção principal e alternada, ou seja, o sistema

deve ter redundância. A proteção principal e alternada devem ser totalmente iguais e independentes.
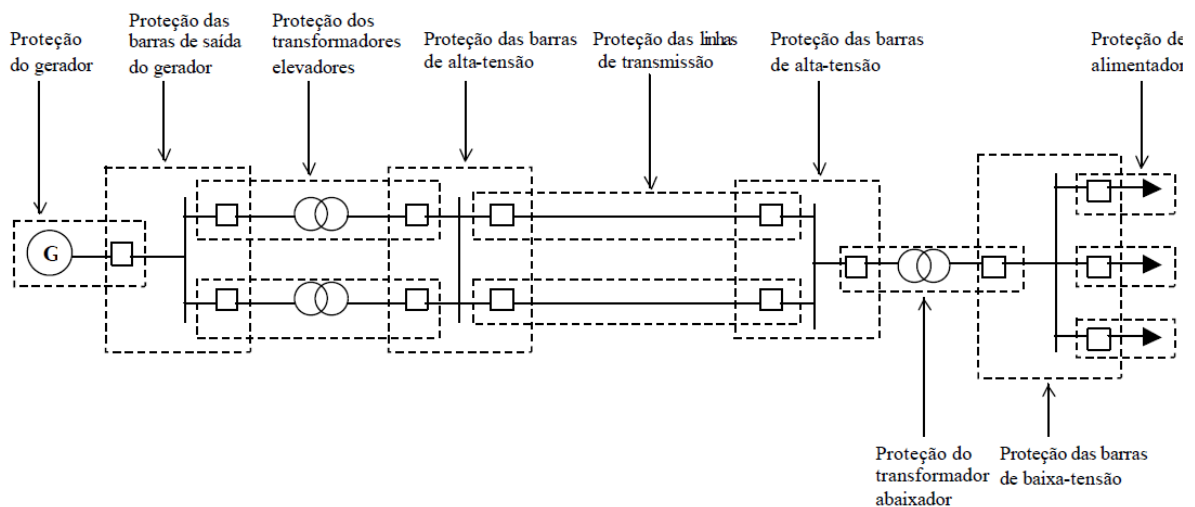
Figura 24:Esquema de proteção de um sistema de alta tensão

As propriedades básicas de um sistema de proteção são:

- **Confiabilidade:** probabilidade do sistema de proteção funcionar com segurança e corretamente, sob todas as circunstâncias;
- **Seletividade:** o sistema de proteção que possui esta propriedade é capaz de reconhecer e selecionar as condições que deve operar, a fim de evitar operações desnecessárias;
- **Velocidade:** um sistema de proteção deve possibilitar o desligamento do trecho ou equipamento defeituoso no menor tempo possível.

As proteções elétricas se apresentam em forma de função, cada qual adequada a realizar um tipo específico de proteção. Segue abaixo algumas das proteções utilizadas nos sistemas de transmissão de energia.

- **Função de Sobrecorrente - F.50/51:** Os relés que possuem essa função são ajustados para receber até um determinado limite de corrente. Quando ocorre um curto circuito e a corrente de curto que passar por ele for maior que o limite, este relé enviará comando de abertura para os disjuntores responsáveis por isolar o circuito, eliminando a falta.
- **Função Direcional de Sobrecorrente - F.67:** A diferença entre uma função de sobrecorrente e uma função direcional de sobrecorrente é que esta última tem uma

característica extra-associada à direção da corrente medida, e não apenas ao módulo da corrente medida. A função direcional de sobrecorrente deve atuar quando duas condições forem satisfeitas, a intensidade de corrente acima do limite mínimo de ajuste e quando a corrente circula em um determinado sentido.

- **Função de Distância - F.21:** A função Distância mede, através da leitura das correntes e tensões do circuito protegido, a impedância entre o ponto de aplicação da proteção e o ponto onde ocorreu o curto-circuito. Ele é parametrizado em zonas de alcance, de acordo com a tabela 2:

Tabela 2:Zonas de atuação do Relé 21

Zona	Distancia da LT	Velocidade de Operação
1	80%	Instantânea
2	120%	Temporizada
3	120% (direção reversa)	Temporizada
4	200%	Temporizada

- **Função Diferencial - F.87:** Em sistemas elétricos de potência, uma das funções mais utilizadas na proteção de equipamentos, máquinas, barras ou na proteção de linhas é a função diferencial. Como o próprio nome indica, seu princípio de funcionamento baseia-se na comparação entre grandezas (ou composição de grandezas) que entram no circuito protegido e grandezas de mesma natureza que saem do circuito protegido.

- **Função Religamento Automático - F.79:** Trata-se de uma função que tem a finalidade de acionar, automaticamente, o fechamento do disjuntor desligado pela proteção, após temporização ajustável. O esquema de religamento automático é implementado segundo esquema mostrado na Figura25:
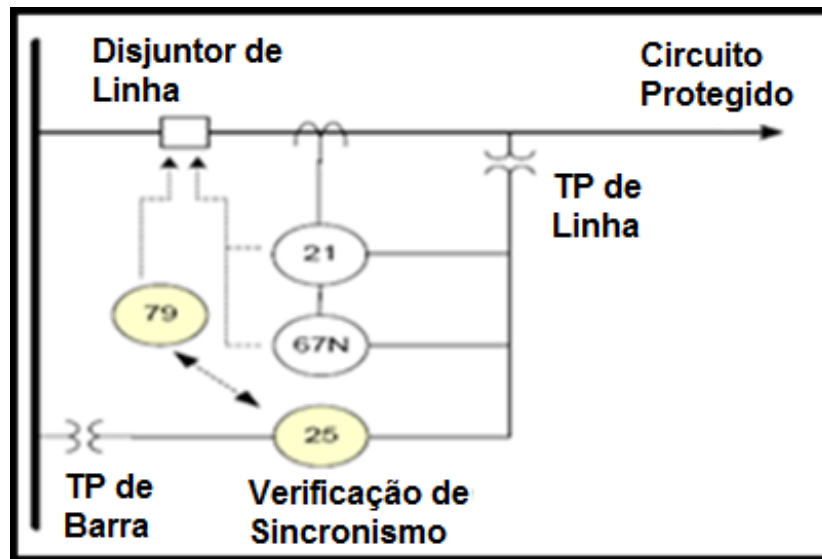
Figura 25:Esquema de funcionamento do Relé 79

Nos sistemas de transmissão, só é permitida uma tentativa de religamento. Se ao religar, a falta não tiver sido eliminada, os disjuntores abrem novamente e não ocorre outra tentativa de religamento.

- **Função Check de Sincronismo - F.25:** Tem a finalidade de comparar a tensão (V_{linha}) de um lado do disjuntor, com a tensão (V_{Barra}) do outro lado, para permitir o fechamento do disjuntor. Além do módulo da tensão, o relé compara o ângulo de defasagem e verifica a frequência de escorregamento entre as tensões (V_{linha}) e (V_{Barra}). O fechamento é permitido quando os módulos e frequências forem iguais e o ângulo estiver dentro dos valores aceitáveis pelos estudos elétricos (normalmente menor do que 30º).

- **Função de Bloqueio - F.86:** Em algumas situações é importante que algumas manobras sejam impedidas, para que não ocorra nenhuma avaria nos equipamentos. A F.86 é responsável por realizar esses bloqueios.

- **Função Proteção contra Falha de Disjuntor - F.50/62 BF:** Trata-se de uma função que tem a finalidade de detectar falha de abertura de disjuntor quando ocorre um comando automático de desligamento. O disjuntor é parte integrante do sistema de proteção, sendo que sua função é, através de seu desligamento, isolar o componente ou

trecho sob falha ou sob anormalidade. No caso de ocorrência de não desligamento quando de um comando dado por uma proteção, haverá necessidade imediata de abertura dos outros disjuntores cujos circuitos alimentam diretamente o disjuntor defeituoso. Estes outros disjuntores podem estar na mesma subestação ou em uma subestação remota.
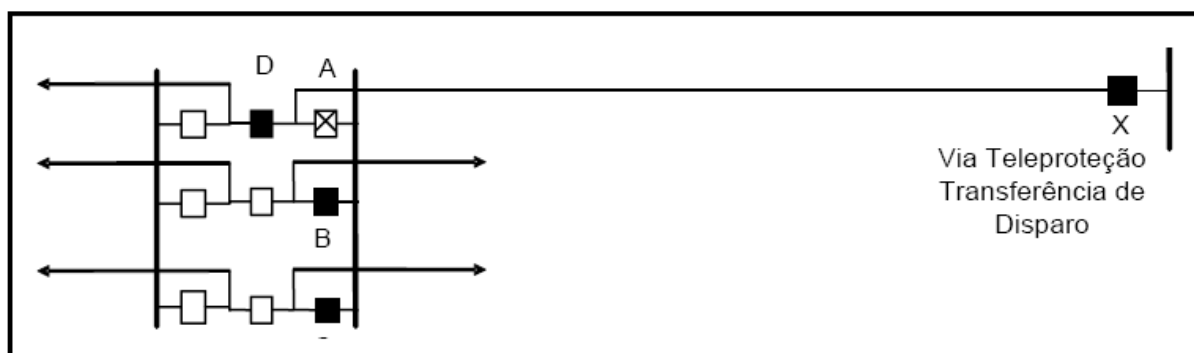
Figura 26:Esquema de funcionamento do Relé 50/62 BF

2.4.1. Principais Proteções de Reatores e Transformadores

As Funções de Transmissão transformadores e reatores costumam apresentar proteções intrínsecas à sua natureza. Ou seja, proteções que vão além da falha elétrica e monitoram a formação de gases no seu óleo isolante e até mesmo o baixo nível desse óleo.

O chamado relé Buchholz é utilizado em dois níveis. O 1º nível é utilizado para alarmar e o 2º nível é utilizado para desligar o equipamento sempre que houver a formação de gás nesses equipamentos ou ocorrer baixo nível de óleo.

Sua finalidade é proteger equipamentos imersos em líquido, através da supervisão do fluxo anormal ou sua ausência, e a formação anormal de gases pelo equipamento. Este tipo de relé detecta de forma precisa vazamentos, curto-circuito interno no equipamento que ocasione grande deslocamento de líquido, e a formação de gases internos, por falhas intermitentes ou contínuas que estejam ocorrendo no interior do equipamento. Assim, este relé pode prevenir faltas totais e permitir análise do gás detectado, o que determinará o tipo de deterioração que está ocorrendo no isolamento.

A proteção diferencial é capaz não só de eliminar todos os tipos de curto - circuitos internos, inclusive entre espiras, como também os defeitos oriundos de arco nas buchas.

A proteção de sobrecorrente geralmente é a função de retaguarda para faltas externas e proporciona mais sensibilidade para faltas à terra no enrolamento estrela do equipamento do que os relés diferenciais.

2.4.2. Principais Proteções de Banco de Capacitor Série

A Função de Transmissão BCS também possui proteções intrínsecas adicionais para evitar maiores danos ao equipamento.

A proteção de desbalanço do capacitor é utilizada para fusíveis queimados num capacitor ou por descargas em suas buchas. A proteção de sobrecarga do capacitor é utilizada para proteger o capacitor de correntes acima dos valores limites, primeiro atua o alarme e em caso de persistência o BCS é baipassado.

Existem também o sistema de proteção chamado MOV (metal oxide varistor/ varistor de óxido de metal), que é conectado em paralelo e a corrente fluirá por ele, caso a tensão do capacitor exceda o nível de proteção. Ainda há um disjuntor que será fechado, para evitar uma injeção de corrente excessiva que possa provocar aumento da temperatura por excesso de energia absorvida pelos discos do MOV e que atinja um nível perigoso.

Quando ocorre uma falha no MOV, a proteção atua desligando o BCS, gerando um intertravamento permanente.

Para a plataforma do BCS existe também uma proteção de descarga, pois a corrente entre os componentes principais do BCS e a plataforma dos mesmos é normalmente zero. Se este valor for diferente de zero o BCS será desligado após um tempo preestabelecido.

No caso de utilização de centelhadores, existe uma proteção que detecta corrente através do mesmo e emite uma ordem de fechamento do disjuntor e intertravamento permanente do BCS.

Um BCS pode gerar oscilações sub-harmônicas gerando distúrbios na rede, sob determinadas condições, como na energização de transformadores ou reatores. Se isto ocorrer, a proteção desliga o BCS.

Para evidenciar ainda mais o funcionamento das proteções dos BCS e o posicionamento dos componentes na plataforma, segue abaixo a Figura 27 com identificação de cada componente.
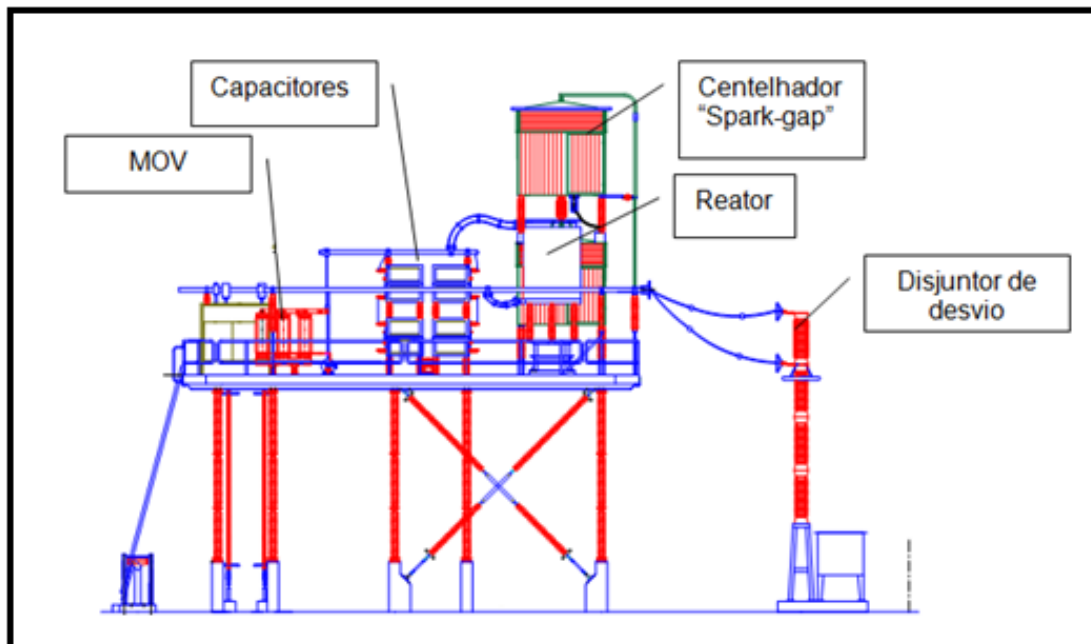
Figura 27: Componentes de um Banco Capacitor Série

Capítulo 3 - Pré-Operação e operação em Tempo Real de Sistemas de Transmissão

A operação do sistema de transmissão contempla a pré-operação, a operação em tempo real e a pós-operação. Cada segmento tem responsabilidades com o funcionamento das intervenções e manutenções nos equipamentos do SIN, de forma a não afetar a disponibilidade do sistema. O trabalho é realizado em conjunto para um melhor funcionamento e operação do SIN. A programação das intervenções, a realização e a análise ocorrem nestes três setores da operação do sistema elétrico.

3.1. Pré-Operação

A área de pré-operação é responsável por programar as intervenções oriundas da manutenção nos elementos do sistema, sendo as manutenções de natureza corretiva ou preventiva.

A programação de uma intervenção pode surgir de um agente acessante ou acessado. Em uma única subestação podem existir equipamentos que pertençam a agentes diferentes.

Portanto, quando existe a necessidade de realizar manutenção em um equipamento, pode ser preciso desligar outro adjacente. Existe, então, a necessidade da programação de intervenções.

Uma pré-operação bem feita ocorre quando o agendamento das intervenções visa a isenção ou pagamento mínimo da Parcela Variável, e também passar ao tempo real todas as informações necessárias para a realização das intervenções para que os operadores realizem todas as manobras sem impingir risco às equipes de manutenção.

Os pedidos de intervenção chegam à pré-operação através de documentos do sistema de gestão. Esses documentos são solicitações ou pedidos de execução de serviço que são elaborados pelos mantenedores das subestações. Ou seja, o pedido sai do campo para a análise da pré-operação e pode ser para manutenção preventiva (manutenções previstas dentro do cronograma anual); ou manutenção corretiva (quando algum problema é identificado no equipamento e precisa de reparo).

O documento é analisado na pré-operação, sendo observadas as datas e as condições de segurança exigidas. Nesse documento deve estar contido o tipo de intervenção, que varia de acordo com a importância sistêmica.

Para serviços de grande importância, a solicitação deve ser aprovada pela pré-operação do ONS. Portanto, a pré-operação do Agente precisa cadastrar junto ao ONS as intervenções relevantes no Sistema de Gestão de Intervenções (SGI).

3.1.1. Intervenções: Quanto ao Tipo da Intervenção [14]

As intervenções são classificadas de acordo com a importância do equipamento e a sua função no sistema. As intervenções de 1 a 4 devem ser solicitadas e cadastradas no SGI pelos agentes. Essas intervenções devem ser analisadas em conjunto com os agentes e coordenadas, controladas, aprovadas e autorizadas pelo ONS.

3.1.1.1. Intervenção do Tipo 1

São intervenções em equipamentos integrantes de instalações da rede básica que são objeto de CPST (Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão) que resultem em indisponibilidade ou em restrições operativas temporárias de Funções de Transmissão relacionadas a: linhas de transmissão, transformadores de potência, banco de capacitores, reatores etc.

3.1.1.2. Intervenção do Tipo 2

São intervenções em equipamentos que não se enquadram no tipo 1, como disjuntores, seccionadoras e barramentos, e implicam desligamento ou restrições operativas para equipamentos da rede de operação. Também são intervenções em elementos da proteção que não tenham redundância.

3.1.1.3. Intervenção do Tipo 3

São intervenções que afetam a disponibilidade no sistema supervisório, que não tenham redundância. Os serviços realizados em equipamentos energizados também se enquadram no tipo 3. E intervenções para ensaios e testes em equipamentos principais.

3.1.1.4. Intervenção do Tipo 4

São intervenções que devem ser cadastradas e executadas em tempo real e não se encaixam nos tipos anteriores. Também se referem a indisponibilidade da proteção ou tele proteção, com redundância.

Tabela 3:Prazos normais para cadastramento de intervenções no SGI [16]

Tipo	Prazo
1	30 dias
2	30 dias
3	2 dias
4	Tempo Real

3.1.1.5. Intervenção do Tipo 5

São intervenções que não causam risco ao sistema, risco de desligamento de equipamento e nem acidente pessoal e são realizadas de acordo com a logística do Agente. São manutenções nos retificadores e sistema anti-incêndio, por exemplo.

3.1.1.6. Intervenção do Tipo 6

São intervenções que não causam risco ao sistema, risco de desligamento de equipamento e nem acidente pessoal e são realizadas de acordo com a logística do Agente. São manutenções no ar condicionado e troca de lâmpadas, por exemplo.

As intervenções de tipos 5 e 6 não precisam ser cadastradas no SGI e são realizadas de acordo com a própria programação do Agente responsável.

3.1.2. Intervenções: Quanto ao Prazo de Solicitação [14]

A classificação das intervenções quanto ao prazo são realizadas de acordo com o tempo de programação das condições operativas para causar menor impacto ao SIN. Intervenções solicitadas com mais tempo resulta em estudo e análise para reduzir, ou até mesmo evitar grandes impactos no SIN. Pelo contrário, intervenções solicitadas com menor tempo resultam em impacto no SIN podendo então gerar PV dependendo do tempo e do tipo de equipamento que sofre desligamento. As intervenções podem ser intervenções programadas, intervenções programadas de urgência, intervenções de urgência e intervenção de emergência.

3.1.2.1. Intervenção Programada

Intervenções solicitadas com antecedência maior ou igual a 48 horas com relação ao horário da intervenção.

3.1.2.2. Intervenção Programada de Urgência

Intervenções solicitadas entre o horário de 48 horas e 24 horas. Ou seja, em um tempo menor que 48 horas e maior ou igual a 24 horas, desde que a natureza do serviço permita ao ONS programar as condições operativas do SIN de acordo com os Procedimentos de Rede.

3.1.2.3. Intervenção de Urgência

Intervenções solicitadas em um tempo menor que 24 horas em relação ao horário da intervenção, ou em um tempo entre 24 horas e 48 horas, e não sendo possível ao ONS programar as condições operativas do SIN de acordo com os Procedimentos de Rede.

3.1.2.4. Intervenção de Emergência

Intervenção no equipamento ou instalação em tempo real para corrigir falha que tenha ocasionado desligamento intempestivo, automático ou manual.

Depois de caracterizado o tipo de intervenção, outros dados relevantes devem ser preenchidos no SGI.

Um dos dados importantes no cadastramento da intervenção no SGI é o período solicitado, que pode ser diário ou contínuo. Um serviço diário é aquele que começa e termina no mesmo dia, ou seja, encerrando a condição de segurança no fim do dia. Nesse caso um equipamento que estava desligado para a intervenção, no final do dia pode ser ligado. Já o serviço contínuo começa em um dia e se estende até o final de outro dia, estendendo assim a condição de segurança, o que significa que o equipamento ficará desligado quantos dias forem necessários.

O fato de o equipamento ser desligado ou não ao final do dia será determinante para saber se a intervenção é diária ou contínua. Exemplificando: Se o equipamento for religado 3 vezes ao final de 3 dias, a intervenção é diária e gera 3 OS - sendo OS um documento interno do Agente chamado ordem de serviço. Porém, caso o equipamento só seja religado 1 vez ao final da intervenção, essa será contínua e ao final gera uma única OS. A OS é um documento interno do Agente.

3.1.3. Documentos Referentes às Intervenções [16]

3.1.3.1. AI - Autorização para Trabalho em Equipamento de Interligação Desenergizado

É um documento trocado entre Agentes para realização de manobra que precise atender condição de segurança com equipamento desenergizado.

- **Exemplo 3.1:**

A subestação X e as barras 1 e 2 pertencem ao Agente A. Caso seja necessário realizar alguma manutenção corretiva na barra 1, este equipamento deve ser desenergizado e isolado, ou seja, todos os disjuntores e seccionadoras conectados à barra 1 devem ser abertos. Os disjuntores DJ1 e DJ2 que estão ligados à barra 1 pertencem ao Agente B. Para a realização da manutenção o Agente A cadastra um SGI da intervenção e envia um AI para o Agente B , solicitando a abertura dos disjuntores. O Agente B cadastra um SGI para o desligamento dos seus equipamentos, justificando que o motivo é para atendimento de terceiros.

3.1.3.2. ATEIE - Autorização para Trabalho em Equipamento de Interligação Energizado

É um documento trocado entre Agentes, para a realização de manobra que precise atender condição de segurança com equipamento energizado.

Nesse caso, o Exemplo 1 pode ser usado, só que no caso de um ATEIE a intervenção ocorre sem nenhum desligamento, ou seja, todos os equipamentos ficam energizados.

3.1.3.3. MO - Mensagem Operativa

É um documento que trata de condições operativas que não se encaixam no AI e ATEIE, como, por exemplo, a solicitação de acesso a uma subestação.

Por exemplo, o Agente A que é dono da subestação X e o Agente B precisa entrar na subestação para realizar alguma intervenção. O Agente B envia uma MO para o Agente A solicitando o acesso na subestação X.

3.2. Operação em Tempo Real

O desempenho da Operação em Tempo Real deve se aproximar da excelência, pois o Agente de Transmissão recebe pelo tempo de disponibilidade e execução dos serviços prestados. Logo o Centro de Operação é o responsável pela maximização do lucro do Agente. Para a realização dessa tarefa importante existe o Centro de Operações (COS), onde ficam alocados os operadores e que contém ferramentas e toda infraestrutura para supervisionar, comandar e interagir com os outros centros, em níveis hierárquicos abaixo ou acima.

A operação do SIN obedece a uma hierarquia que está relacionada à atribuição de responsabilidades, como mostrado na Figura 28. [3]
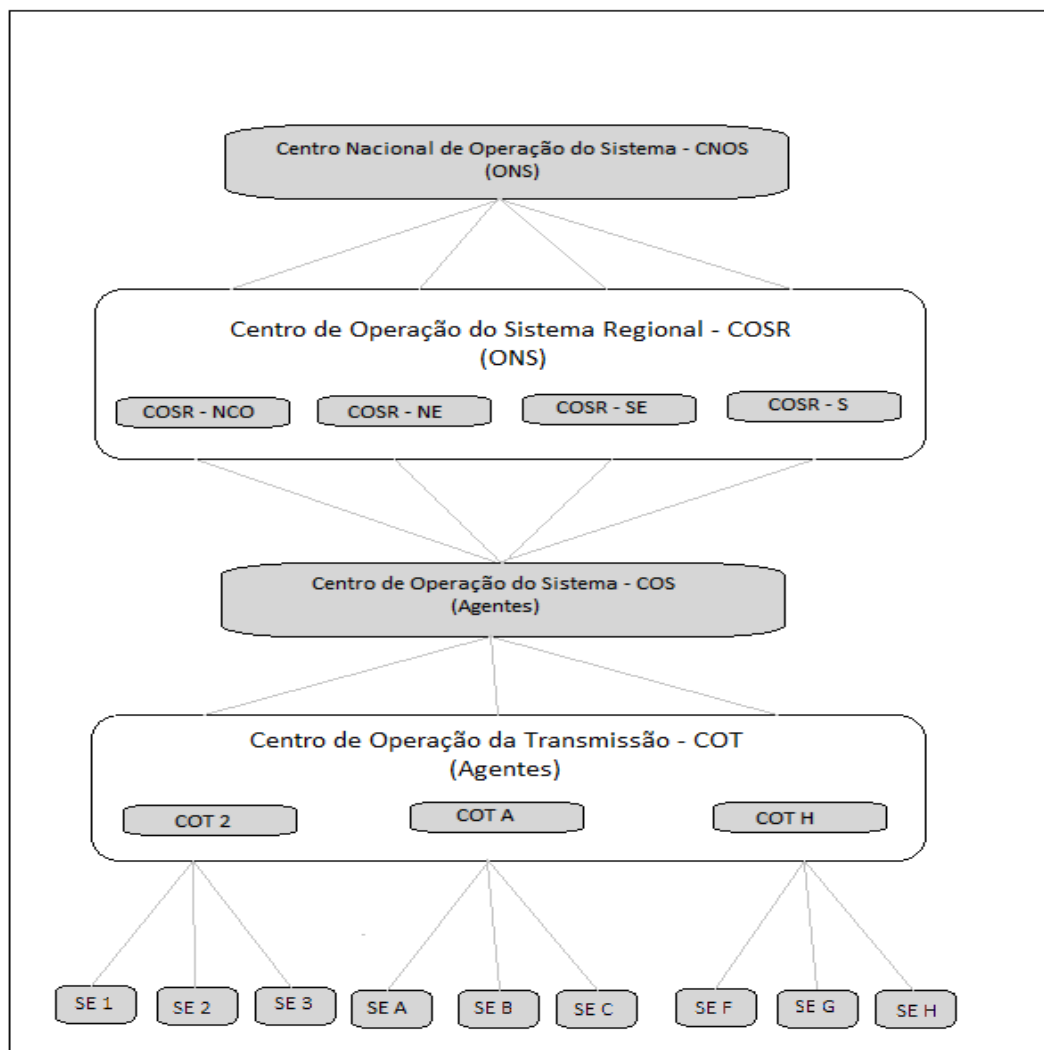
Figura 28: Hierarquia da Operação do SIN

Como pode ser visto na Figura 28 os centros obedecem a uma hierarquia de atribuições, cada um realizando sua atividade sempre interagindo com o ONS e Agente de Transmissão.

O COS fica responsável por supervisionar e realizar as manobras nos empreendimentos sob sua responsabilidade, funcionando como um centralizador de informações que chegam dos COT. Quando a comunicação entre o COS e o Centro de Operação da Transmissão é perdida, o COS perde a capacidade de supervisão e cada COT fica responsável pelas Subestações de sua responsabilidade. E quando os COT perdem a supervisão e comunicação com as Subestações, a operação é feita localmente, direto na própria Subestação.

As informações que são centralizadas pelo COS são passadas às entidades acima dele, os Centros de Operação do Sistema Regional (COSR). O COSR recebe as informações de operação e tem a supervisão dos empreendimentos de cada Agente e, por fim, alimenta com dados e informações o Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS).

Os COSR, além de supervisionar, são responsáveis por coordenar a operação dos empreendimentos da região que são de sua responsabilidade. O operador do COS não tem autonomia de realizar nenhuma manobra sem a autorização do COSR.

Por exemplo, o COS opera empreendimentos na região norte do país. Ele precisa da autorização do COSR-NCO para realizar qualquer tipo de manobra. O relacionamento entre o COS e o COSR se faz através de solicitações operacionais, coordenação de um desligamento programado, recomposição depois de desligamentos automáticos e outras situações importantes.

Nos desligamentos programados o ONS já foi informado pela Pré-Operação sobre a intervenção e os horários de início e fim. Antes de iniciar a intervenção, o COS informa ao ONS que autoriza as manobras necessárias para realizar o procedimento.

Nos desligamentos automáticos, os Operadores precisam de toda atenção e conhecimento para conseguir disponibilizar o mais rápido possível o equipamento. Esta disponibilização acontece de acordo com os procedimentos de rede [11] e com autorização e acompanhamento do ONS.

Quando ocorre um desligamento e a FT é disponibilizada em até 1 minuto, o Agente fica isento de PV. Caso o tempo de indisponibilidade ultrapasse esse tempo, normalmente é cobrada a PV até o Operador disponibilizar a FT para o ONS, que autoriza ou não ligar a FT.

Para a disponibilização ser aceita, a FT não pode estar sob ação de impeditivos, e o Operador depois de receber autorização do ONS tem até 5 minutos para normalizar.

Caso, após a disponibilização da FT, o ONS não autorize a reintegração por questões sistêmicas, o período compreendido entre o horário da disponibilização e a autorização do ONS para o retorno da FT não é colocado no cálculo de tempo de indisponibilidade.

Tabela 4: Exemplos de tempos de indisponibilidade

Exemplos de Desligamentos de uma FT					
Hora do Desligamento	08h20min	13h22min	19h08min	23h03min	10h49min
Hora da Disponibilização	08h21min	13h40min	19h08min	23h06min	11h51min
Hora da Autorização para Normalização	09h00min	13h45min	19h20min	23h21min	12h33min
Hora da Normalização	09h02min	13h53min	19h30min	23h26min	12h39min
Tempo considerado de indisponibilidade para cobrança de PV	00:00	0:18 + 0:08 = 0:26	00:10	00:03	0:02 + 0:06 = 0:08

Fonte: Exemplo criado pelo autor

Em resumo, os tempos importantes que devem ser registrados e explicitados de maneira clara pelo tempo real são mostrados na tabela 4 e também, podemos ver na Figura 29 a importância desses horários para a área de Pós – Operação.

O momento em que a FT é liberada pelo ONS (LLO), o início efetivo da intervenção, ou seja, quando o equipamento é desligado, que pode ser desligamento programado (DPR), desligamento de urgência (DUR), desligamento de emergência(DEM) ou desligamento automático(DAU). Outro horário importante é quando o agente disponibiliza o equipamento para o ONS (DLA) e por fim, quando o equipamento é ligado e reintegrado ao sistema (LIG). A partir desses horários a Pós faz sua análise e calcula os tempos de indisponibilidade e as possíveis cobranças de Parcela Variável.

Figura 29: Horários importantes para a Pós-Operação

Portanto, as atribuições dos Operadores em Tempo Real são supervisionar, controlar e executar ações em Tempo Real visando garantir o perfeito funcionamento dos equipamentos operados pelo COS, pertencentes ou não a Rede de Operação do SIN, realizar as tratativas necessárias com os demais agentes visando executar com segurança manobras e ações que tenham reflexo nos equipamentos de interligação, conforme acordos operativos.

Outra função importante do Tempo Real é relatar tudo que ocorreu no COS. Registrar no Relatório Diário da Operação (RDO), relatório que contêm todas as informações sobre os empreendimentos como manutenções e estado operativos dos equipamentos, as informações de cunho operacional que sejam relevantes, visando prestar conhecimento e dar subsídios para tomada de decisões, e realizar análises operativas das solicitações para intervenções em caráter de urgência/emergência recebidas em Tempo Real na sua área de atuação.

Capítulo 4 - Pós Operação de um Agente de Transmissão

A Pós-Operação de um Agente de Transmissão trabalha analisando todas as ocorrências dos empreendimentos de sua responsabilidade.

O trabalho é realizado em conjunto com o tempo real, ou seja, a área de Pós fica responsável por analisar o desempenho dos operadores durante as manobras, podendo dessa forma identificar as falhas e as dificuldades encontradas durante o trabalho da operação. A Pós-Operação faz o levantamento estatístico das ocorrências e o histórico, e com isso atualiza indicadores de desempenho da operação. A realização do trabalho em conjunto da Pós com o tempo real é de grande importância para o Agente, pois com ele é possível trazer melhorias e avanços para o trabalho dentro do Centro de Operações.

Como em toda área de potência, a Pós-Operação tem um canal direto de contato com o ONS, fazendo tratativas sobre os desligamentos das funções de transmissão que são de responsabilidade do Agente.

Sempre que ocorre um desligamento, seja programado ou automático, o ONS faz a análise da ocorrência apontando horários e solicitando informações para possíveis causas, para depois disponibilizar sua análise ao Agente. A Pós Operação do Agente recebe essa análise do ONS e pode consistir ou contestar caso não concorde com os comentários do ONS.

Quando ocorre um desligamento que não seja programado, o ONS solicita informações do Agente através do Sistema Integrado de Perturbações, o SIPER. Através dele, o Agente informa qual Função de Transmissão teve o desligamento, as proteções atuadas e as causas do desligamento. Depois de passar pelo SIPER, o evento vai para o Sistema de Apuração da Transmissão (SATRA) para ser apurado com todos os horários relevantes, como hora do desligamento e hora da disponibilização. No SATRA não entram os desligamentos com menos de 1 minuto.

Através do SATRA, a Pós-Operação do Agente pode consistir ou contestar as análises realizadas pelo ONS e assim dar continuidade ao processo. Depois de apurados, os eventos são contabilizados no sistema de Apuração Mensal de Serviços e Encargos (AMSE), e, mais uma vez, o Agente pode confirmar os valores lançados no AMSE ou contestar caso não concorde com os valores apurados. Ou seja, o AMSE transforma os tempos de indisponibilidade em valores a serem descontados do Agente de Transmissão.

Os valores lançados no AMSE são chamados de Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI), e eles são calculados a partir dos Pagamentos Base (PB) de cada Função de Transmissão do Agente.

Os Agentes recebem a Receita Anual Permitida (RAP) por disponibilidade das FT, ou seja, quando essa FT está indisponível por qualquer motivo, o Agente é descontado. O PB é o duodécimo da RAP e é dividido por cada FT.

A Pós-Operação de um Agente de transmissão trabalha para melhorar e aperfeiçoar o andamento do trabalho da Operação em Tempo Real e com isso reduzir os valores que serão descontados em caso de indisponibilidade, ou seja, buscando sempre reduzir o pagamento da PV.

4.1. Tipos de Desligamentos

Nos sistemas de transmissão podem ocorrer diversas formas de desligamentos, sendo eles os previstos pelos Agentes ou os que acontecem de maneira intempestiva. Esses desligamentos são classificados de acordo com [16].

4.1.1. Desligamento Automático - DAU

São os desligamentos em advento de atuação da proteção. Seu fator multiplicativo para penalização por indisponibilidade é k = 150. Vale lembrar que indisponibilidades de FT com duração de até 1 minuto não são penalizadas em caso de normalização em até 4 minutos após autorização.

Importante lembrar também que, quando acontece de uma FT ter o tempo de indisponibilidade maior que 300 minutos, depois desse período o fator multiplicativo para a penalização vai para k=10.

Por exemplo, ocorreu DAU de uma FT e o seu tempo de indisponibilidade é de 450 minutos. O fator multiplicativo para penalização por indisponibilidade será k=150 para os primeiros 300 minutos e passará para k=10 nos 150 minutos restantes.

4.1.2. Desligamento Programado - DPR

São os desligamentos cadastrados em período de regime normal no SGI (30 dias para desligamento de FT tipo 1), presentes no Programa Mensal de Intervenções do ONS (PMI). Seu fator multiplicativo é k = 10.

4.1.3. Desligamento de Urgência - DUR

São os desligamentos que são cadastrados no SGI fora do regime normal. Caso o ONS tenha tempo hábil para coordenar ações de adequação sistêmica, este desligamento pode ser avaliado como um desligamento programado de urgência, com fator multiplicativo k = 10. Se não for possível, o Agente ainda assim terá seu desligamento autorizado, porém com fator multiplicativo, nessa circunstância, k = 50.

4.1.4. Desligamento de Emergência - DEM

São os desligamentos em que o Operador desliga sua FT sem cadastrar junto ao ONS, provavelmente em função da necessidade de preservar a integridade de seu equipamento (como no caso de aquecimento de um TC com risco de explosão). Para essas ocorrências, o fator multiplicativo é k = 150.

4.1.5. Desligamento por Conveniência Operativa - DCO

São os desligamentos que ocorrem devido à solicitação do ONS. Esses desligamentos não são passíveis de cobrança de Parcela Variável.

4.1.6. Desligamento Cancelado pelo Agente - CAN

Essa é a classificação utilizada quando um desligamento programado pelo Agente é cancelado com tempo inferior a 5 dias antes do seu início. Nessa situação, o fator multiplicativo é k = 10, porém a PV cobrada é reduzida a 20% do que seria cobrado caso o desligamento tivesse de fato ocorrido.

4.1.7. Desligamento para Ampliação, Reforço e Melhoria - AMR

São os desligamentos programados para atendimento às intervenções para ampliação, reforço e melhoria nas instalações do SIN, presentes no PMI. Não são passíveis de desconto de PV.

4.1.8. Desligamento em Aproveitamento - APP

São os desligamentos que aconteceriam por solicitação do ONS ou de outro Agente, em que se aproveita para realizar atividades de manutenção ou correções de pendências. Não são passíveis de desconto de PV.

4.2. Pagamento Base - PB e Receita Anual Permitida - RAP

A Receita Anual Permitida (RAP) de acordo com [1], é o valor estabelecido no contrato de concessão que o Agente de Transmissão tem o direito de receber por uma Função de Transmissão, caso ela tenha permanecido disponível pelo período mínimo previsto de acordo com o CPST.

A RAP é atualizada por ciclos que compreendem de Julho a Junho. Por exemplo, o atual ciclo é de Julho de 2014 a Junho de 2015. Os valores da RAP variam por ciclo, pois podem ocorrer ajustes nas receitas de cada Agente de Transmissão.

Esse valor é divido em 12 parcelas, que são pagas mensalmente e recebe o nome de Pagamento Base. Cada FT possui uma porcentagem de um todo, a PB se dividindo para cada FT.

Por exemplo:

$$RAP = R\$\ 144.000.000{,}00$$

$$PB = \frac{RAP}{12} = R\$\ 12.000.000{,}00$$

Ou seja, o somatório das PBs de cada Função de Transmissão gera a PB total recebida pela Agente no mês, e que, no somando os 12 meses, resulta na RAP.

Tabela 5:Valores de Remuneração por mês de um Empreendimento

FT	%	Remuneração da FT por Mês
LT 1 - 500 kV	30 %	R$ 3.600.000,00
LT 2 - 500 kV	30 %	R$ 3.600.000,00
Transformador 1 - 500/230 kV	10 %	R$ 1.200.000,00
Transformador 2 - 500/230 kV	10 %	R$ 1.200.000,00
Reator 1 - 500 kV	4 %	R$ 480.000,00
Reator 2 - 500 kV	4 %	R$ 480.000,00
BCS 1 - 500 kV	6 %	R$ 720.000,00
BCS 2 - 500 kV	6 %	R$ 720.000,00
Total	100 %	R$ 12.000.000,00

Fonte: Exemplo criado pelo autor

A Parcela Variável é calculada de acordo como o valor da remuneração de cada FT por minuto, e esse valor é calculado de acordo com a fórmula abaixo:

$$\frac{Remuneração}{minuto} = \frac{Remuneração}{mês} \times \left(\frac{1}{n° \ de \ dias \ no \ mês}\right) \times \left(\frac{1}{24h}\right) \times \left(\frac{1}{60min}\right) \qquad [5]$$

Considerando que o mês em questão tem 31 dias, os valores para o cálculo da PV referente ao exemplo, estão na tabela 6.

Tabela 6:Valores de Remuneração por minuto de um Empreendimento

FT	%	Remuneração por FT por Minuto
LT 1 - 500 kV	30 %	R$ 80,64
LT 2 - 500 kV	30 %	R$ 80,64
Transformador 1 - 500/230 kV	10 %	R$ 26,88
Transformador 2 - 500/230 kV	10 %	R$ 26,88
Reator 1 - 500 kV	4 %	R$ 10,75
Reator 2 - 500 kV	4 %	R$10,75
BCS 1 - 500 kV	6 %	R$ 16,13
BCS 2 - 500 kV	6 %	R$ 16,13
Total	100 %	R$ 268,80

Fonte: Exemplo criado pelo autor

Para realizar o cálculo da PV, além dos valores por minuto de cada FT, também é necessário caracterizar o tipo de desligamento e com isso o fator multiplicativo.

4.3. Parcela Variável - PV

A PV é o valor a ser descontado do Pagamento Base nos casos de indisponibilidade da Função de Transmissão.

Além das situações em que ocorre isenção de Parcela Variável, o Agente também pode ter descontos de acordo com [19].

Quando ocorrem desligamentos de FT conectadas a barramentos em anel ou disjuntor e meio, em que há isolação da FT, o ONS pode solicitar a complementação do vão, ou seja, o fechamento dos disjuntores responsáveis por inserir ou retirar essa FT. Ao fazer isso,

aumenta-se a confiabilidade sistêmica da SE (interesse do ONS) e o Agente é beneficiado com 50% de redução de desconto de PV nesse desligamento.

Para desligamentos programados, caso a intervenção atrase e a FT acumule um tempo de indisponibilidade maior que o programado, os minutos excedentes sofrerão desconto adicional de 50% além dos descontos normais. Porém, desde que haja declaração prévia do Agente, no momento do cadastramento no SGI, de que o serviço depende de condições climáticas favoráveis, os atrasos ou cancelamentos em função de condições climáticas adversas são desconsiderados. Isto desde que o agente comprove o fato por relatório técnico com base em informações de organizações de pesquisas climáticas reconhecidas, sujeitas à avaliação do ONS.

Em intervenção para manutenção corretiva de FT que resulte em corte de carga em regime normal, a penalização de PV é acrescida de 10%.

A PV segue critérios e normas para sua contabilização e pode ser classificada como [19]:

- **PVI - Parcela Variável por Indisponibilidade:** A apuração mensal da PVI de FT compreende a quantificação dos montantes financeiros que serão descontados do PB das FT visando refletir a efetiva disponibilidade da mesma à Rede Básica ao longo do mês.

  Para o cálculo da PVI, é usada a equação [6] abaixo:

$$PVI = \frac{PB}{1440 \times D} \times Kp \times \left(\sum_{i=1}^{NP} DVDPi\right) + \frac{PB}{1440 \times D} \times \left(\sum_{i=1}^{NO} KOi \times DVODi\right) \qquad [6]$$

Em que:

- PB é o Pagamento Base da FT;
- D é o número de dias do mês;
- $\sum DVDP$ é o somatório da duração, em minutos, de cada desligamento programado que ocorra durante o mês relativo;
- $\sum DVOD$ é o somatório da duração, em minutos, de cada um dos outros desligamentos que ocorram durante o mês relativo;

- Kp é o fator para desligamentos programados, definido de acordo com a regulamentação vigente;

- Ko é o fator para outros desligamentos com duração até 300 minutos;

- NP é o número de desligamentos programados da FT ao longo do mês;

- NO é o número de outros desligamentos da FT ao longo do mês.

- **PVRO - Parcela Variável devido a Restrições Operativas Temporárias:** A apuração mensal da PVRO de FT compreende a quantificação dos montantes financeiros que serão descontados das receitas mensais (PB) das FT em função de sua efetiva capacidade operativa configurada ao longo do mês.

  Para o cálculo da PVRO, é usada a equação [7]:

$$PVRO = \frac{PB}{1440 \times D} \times \left(\sum_{l=1}^{NRL} ROL_l \times DROL_l + \sum_{c=1}^{NRC} ROC_c \times DROC_c\right) \quad [7]$$

Em que:

- PB = Pagamento Base da FT;

- D = Número de dias do mês;

- ROL = Redução proporcional da capacidade operativa de longa duração;

- ROC = Redução proporcional da capacidade operativa de curta duração;

- DROL = Duração, em minutos, de uma restrição operativa de longa duração que ocorram durante o mês relativo a uma FT;

- DROC = Duração, em minutos, de uma restrição operativa de curta duração que ocorram durante o mês relativo a uma FT;

- NRL = Número de restrições operativas de longa duração ao longo do mês;

- NRC = Número de restrições operativas de curta duração ao longo do mês.

- **PVAR - Parcela Variável devido ao Atraso na Entrada em Operação de novas FT:** O período de atraso na entrada em operação de novas FT a partir da zero hora do dia subsequente à data estabelecida será considerado como indisponibilidade por atraso na entrada em operação, resultando em desconto no correspondente PB.

- **PVCI - Parcela Variável devido a Cancelamento de Intervenções Aprovadas:** O cancelamento pela concessionária de transmissão da programação de desligamento de uma FT previamente aprovada pelo ONS, com antecedência inferior a 5 (cinco) dias em relação à data prevista, conforme os critérios descritos em [18], implicará desconto denominado PVCI**.**

- **PVR - Parcela Variável devido à Utilização de Equipamento Reserva Contratado:** Somente haverá desconto se este for remunerado e estiver indisponível para utilização quando necessário.

Existem situações em que os desligamentos não são passíveis de cobrança de PV, como pode ser visto em [18]. Segue um resumo das situações mais comuns em que há isenção de PV:

- O desligamento de uma FT para garantia de segurança de terceiros é considerado isento de penalidade, caso o Agente comprove a necessidade da indisponibilização por meio de relatório.
- Desligamentos ocorridos no período de carência, que são os primeiros 6 meses a partir da data de operação comercial da FT, não sofrem descontos.
- A Função de Transmissão transformador e reator tem isenção de PV para as primeiras horas de indisponibilidade devido a falha interna ao equipamento principal, desde que esse seja substituído por equipamento reserva. Caso o equipamento reserva esteja na SE no momento da ocorrência, essa isenção é em cima do período de 3 horas, ou 72 horas se o mesmo não estiver na SE.
- Quando ocorre queda de torre, há isenção de 20 horas (para uma ou mais torres derrubadas) destinadas à detecção do local da queda, isolamento e mobilização de equipe de manutenção de linha, e mais 20 horas para o reparo de cada estrutura comprometida. Para o caso de queda de cabo ao solo e reposição de cadeia de isoladores, o período de isenção é de 8 horas para reparo por cabo e estrutura. Nessas 3 situações, há franquia por utilização de período noturno para localização da falha, e franquia por tempo adicional utilizado em função de dificuldade comprovada para acesso ao local do evento.

- Na ocorrência de tiros em cadeias de isoladores, quando comprovada, há isenção sobre o período de 8 horas.

A partir dessas regras de contabilizações e descontos, a Pós-Operação de um Agente de Transmissão faz a análise após indisponibilidades. Através dos sistemas SIPER, SATRA e AMSE que estão descritos no próximo item, pode-se fazer a confirmação ou a contestação das análises realizadas pelo ONS sobre os mesmos desligamentos.

4.4. Sistemas do ONS

A relação entre ONS e os Agentes de Transmissão também funciona através de sistemas de apuração. O ONS realiza as análises e disponibiliza para os Agentes, estes confirmam ou contestam se concordar ou não. Seguem listados abaixo os sistemas mais usados pela Pós de um Agente de Transmissão.

4.4.1. Sistema Integrado de Perturbações - SIPER

É o sistema que coleta informações técnicas, armazenando na Base de Dados Técnicos do ONS (BDT) sobre as perturbações. Os dados são tratados em conjunto pelo ONS e Agentes.

A Pós - Operação do Agente de Transmissão deve informar sobre as perturbações que envolvam os equipamentos da Rede de Operação dentro dos prazos estabelecidos.
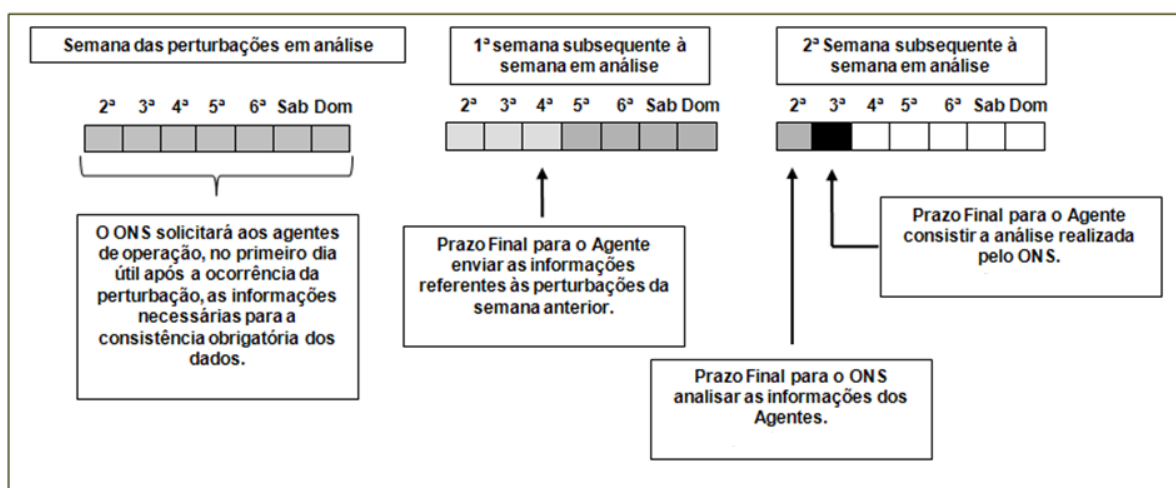
Figura 30: Prazos do SIPER

Os Agentes devem fazer a descrição dos equipamentos que participaram da perturbação, indicando o tipo de desligamento, origem, causa, fases envolvidas e localização da falta. As proteções atuadas também devem ser listadas e se ocorreu religamento automático. Ainda indicar a atuação de alguma proteção acidental ou incorreta e as providências que estão sendo tomadas para a ocorrência[15].

No SIPER só entram os desligamentos intempestivos. Os desligamentos programados não entram para essa análise.

O processo de atualização do SIPER ocorre da seguinte maneira: o ONS solicita aos Agentes envolvidos em uma perturbação no SIN, as informações necessárias para a consistência dos dados. O Agente responde as informações solicitadas e, depois de todas as trocas de informações, o ONS conclui as análises e disponibiliza para os Agentes.

4.4.2. Sistema de Apuração da Transmissão - SATRA

No SATRA o ONS realiza a apuração de indisponibilidade das Funções de Transmissão de responsabilidade dos Agentes [18].

O ONS coleta os dados disponíveis nos sistemas de suporte à operação, informações registradas pelo Tempo Real e dados informados pelos Agentes referentes aos desligamentos, entrada em operação de novas FT, restrições operativas, cancelamento de intervenções e utilização de equipamentos reserva.

Após a apuração, os eventos são classificados e disponibilizados para consistência ou contestação por parte da Pós - Operação dos Agentes de Transmissão. Estão listadas abaixo as classificações mais comuns que o SATRA realiza de cada evento [15].

Quanto ao Estado Operativo, os eventos podem ser:

- LIG - Ligado: Quando a FT for reintegrada ao sistema após uma intervenção, ocorrência ou conveniência operativa.

- LSO - Ligado devido a suspensão de intervenção pelo ONS: Quando o ONS solicitar a suspensão de uma intervenção e reintegração da FT ao sistema.

- LLO – Ligado e liberado pelo ONS: Quando o ONS autoriza a realização das manobras pelo Agente.

- DCO - Desligado por conveniência operativa: Quando uma FT é desligada para atender uma condição sistêmica.

- DLA - Desligado liberado pelo Agente: Horário que o Agente disponibiliza a FT para o ONS atendendo a Rotina Operacional.

- DCA - Desligado por conveniência do Agente: Quando uma FT em operação for desligada por necessidade exclusiva do Agente.

- LCA - Ligado por conveniência do Agente: Quando uma FT é religada por necessidade do Agente.

- DPR - Desligamento Programado.

- DUR - Desligamento de Urgência.

- DEM - Desligamento de Emergência.

- DAU - Desligamento Automático ou Acidental.

- CAN - Intervenção cancelada pelo Agente.

Quanto à Condição Operativa: Para os estados operativos LIG, LLO, DCO, DLA e LSO, a condição operativa deve ser obrigatoriamente identificada conforme a seguir:

- NOR - Normal: Quando a FT não está operando sem nenhuma restrição operativa.

- RES - Com restrição: Quando a FT passa a operar com restrição operativa temporária.

- REC - Com restrição (caracterização de continuidade de restrição já iniciada): Quando existe continuidade de uma restrição operativa já iniciada anteriormente.

- AER - Apto a eliminar ou eliminação de restrição operativa temporária: Quando o Agente declarar que está apto a eliminar uma restrição operativa temporária.

Quando ocorre um DPR, os detalhamentos mais comuns da Apuração devem ser:

- MAN - Desligamento Programado para manutenção: Para um período de indisponibilidade para realizar manutenção.

- IND - Desligamento da FT em tempo compatível com as situações de isenção da Rotina Operacional: Quando a disponibilização da FT ocorre em tempo igual ou inferior a 1 minuto.

- APP - Desligado em aproveitamento: Quando é realizado um desligamento dentro de outra intervenção já existente.

Para o Estado Operativo DUR, os detalhamentos mais comuns para a apuração são:

- UOU - Desligamento de urgência considerada como outros desligamentos.

Para o Estado Operativo DAU, os detalhamentos mais comuns para a apuração são:

- INT - Desligamento por causa interna: Desligamento no equipamento principal ou em outros que façam parte da FT.

- ECR - Desligamento por causa externa com retorno da FT: Quando ocorre desligamento por causa externa, devido à contingência em outra FT, do próprio ou de outro Agente, e o Agente disponibiliza a FT para a operação em tempo inferior a 5 minutos.

- ESR - Desligamento por causa externa sem retorno da FT: Quando ocorre desligamento por causa externa, devido à contingência em outra FT, do próprio ou de outro Agente, e o Agente não disponibiliza a FT para a operação em tempo inferior a 5 minutos.

Para o Estado Operativo CAN, os detalhamentos mais comuns são:

- CCI - Cancelado pelo Agente com menos de cinco dias fundamentado em condições impeditivas: Quando o Agente cancela a intervenção com menos de cinco dias, mas o cancelamento está fundamentado conforme [14].

- SCI - Cancelado pelo Agente com menos de cinco dias e não fundamentado em condições impeditivas: Quando o Agente cancela a intervenção com menos de cinco dias e o cancelamento não está fundamentado conforme [14].

Quanto à forma para contabilização, os classificadores mais comuns são:

- PPV - Desligamento Programado passível de participar da PVI;

- PNP - Desligamento Programado não passível de participar da PVI;

- OPV - Outros desligamentos passíveis de participar da PVI;

- ONP - Outros desligamentos não passíveis de participar da PVI;

- RPB - Evento que gera redução no Pagamento Base Mensal;

- NRP - Evento que não gera redução no Pagamento Base Mensal.

Quando o evento é lançado no SATRA pelo ONS, os Agentes têm cinco dias para realizar a consistência ou contestação.

Depois de passar pela apuração no SATRA, os eventos vão para a contabilização no AMSE.

4.4.3. Apuração Mensal de Serviços e Encargos - AMSE

É no AMSE que os tempos de indisponibilidade são transformados em valores de Parcela Variável. O AMSE realiza a contabilização das ocorrências acontecidas nas FT pertencentes ao Agente.

Os eventos depois de analisados e consistidos no SATRA, com seus tempos de indisponibilidade ajustados, vão para o AMSE para a contabilização podendo ser contestado pelo Agente caso ocorra alguma discordância.

Além de contabilizar os eventos de desligamentos, o AMSE também gera diversos relatórios que auxiliam o acompanhamento do Agente em relação às cobranças e descontos referentes às indisponibilidades. Dentre os relatórios gerados pelo AMSE, estão o AVC (Aviso de Crédito relativo à apuração Mensal de Serviços e Encargos), o Relatório de Apuração, o Relatório da PV no mês. Além dos relatórios, o AMSE mostra, também, as estatísticas de desligamento dos empreendimentos e emite o Pagamento Base de cada FT quando entra um novo ciclo de RAP.

4.4.4. Acompanhamento de Recomendações e Providências em Andamento - SGR

O SGR é um sistema de acompanhamento do ONS em que são sugeridas melhorias e mudanças na filosofia de alguns empreendimentos.

O ONS utiliza o SGR para sugerir melhorias que evitem novos desligamentos que possam causar risco ao SIN. Essas recomendações devem ser atendidas pelos Agentes dentro de prazos estipulados.

O Agente deve informar como está o andamento das recomendações para análise do ONS, de forma que, caso alguma recomendação não seja atendida, o ONS pode enviar um relatório a nível de diretoria para saber o motivo de não atendimento das recomendações.

Capítulo 5 - Exemplos de Aplicação e Estudo de Casos

Nesse capítulo serão exemplificados os tipos de apurações e cobranças de acordo com as classificações de desligamentos, ou seja, os procedimentos e regras que são seguidos para realizar os cálculos de indisponibilidade e as cobranças das Parcelas Variáveis para cada caso estudado. Os casos serão explicados e detalhados em cada item e, sempre que possível, são utilizados diagramas para facilitar o entendimento. Para todos os exemplos a seguir, será considerado o mês com 31 dias.

5.1. DAU com retorno da FT em até 1 minuto

Considere a concessão X que contempla as linhas de transmissão AB e BC, ligando a subestação A, subestação B e subestação C, localizadas no Sul do país.
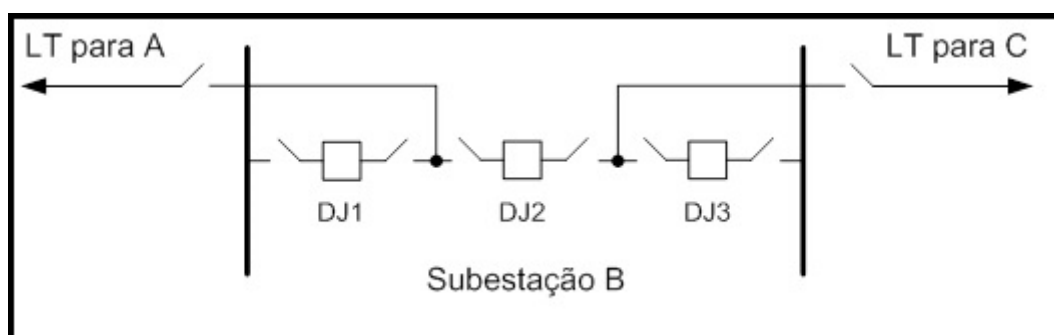
Figura 31: Ligação das Subestações do exemplo

O Agente ACCR é dono de 2 subestações, duas linhas de transmissão de 500 kV e 2 transformadores. As funções de transmissão que pertencem a ACCR estão exemplificadas na tabela 7.

A Receita Anual Permitida do Agente é de R$ 12.000.000,00 e seu Pagamento Base é de R$ 1.000.000,00.

Tabela 7: FTs pertencentes ao Agente do exemplo

Funções de Transmissão de ACCR
LT AB - 500 kV
LT BC - 500 kV
Transformador 1 - 500/230 kV
Transformador 2 - 500/230 kV
Módulo Geral Subestação A
Módulo Geral Subestação C

Tabela 8: FTs e seus Pagamentos Base

FT	%	Remuneração da FT por Mês
LT AB - 500 kV	35 %	R$ 350.000,00
LT BC - 500 kV	35 %	R$ 350.000,00
Transformador 1 - 500/230 kV	14 %	R$ 140.000,00
Transformador 2 - 500/230 kV	14 %	R$ 140.000,00
Módulo Geral Subestação A	1%	R$ 10.000,00
Módulo Geral Subestação C	1%	R$ 10.000,00
Total	100 %	R$ 1.000.000,00

Como foi mostrada no item 4.2, para o cálculo do valor da remuneração por minuto, temos a fórmula abaixo:

$$\frac{\textbf{Remuneração}}{\textbf{minuto}} = \frac{\textbf{Remuneração}}{\textbf{mês}} \times \left(\frac{\mathbf{1}}{\mathbf{n° \ de \ dias \ no \ mês}}\right) \times \left(\frac{\mathbf{1}}{\mathbf{24h}}\right) \times \left(\frac{\mathbf{1}}{\mathbf{60min}}\right) \quad [8]$$

Tabela 9: FTs e suas remunerações por minuto

FT	%	Remuneração por FT por Minuto
LT AB - 500 kV	35 %	R$ 7,84
LT BC - 500 kV	35 %	R$ 7,84
Transformador 1 - 500/230 kV	14 %	R$ 3,13
Transformador 2 - 500/230 kV	14 %	R$ 3,13
Módulo Geral Subestação A	1%	R$ 0,23
Módulo Geral Subestação C	1%	R$ 0,23
Total	100 %	R$ 22,40

De posse de todas essas informações, o trabalho da Pós - Operação pode ser realizado quando ocorre um desligamento.

Ocorreu um desligamento automático da LT AB 500 kV, sem atuação do religamento automático. Os operadores disponibilizaram a LT para o ONS em menos de 1 minuto. Depois da disponibilização da LT, aguardou-se autorização do ONS para ligar.

Tabela 10: Horários do desligamento

	Desligada	Disponibilizado	Ligada
Duração	15:52	15:53	15:57

De acordo com a tabela 10, podemos perceber que o tempo de indisponibilidade da LT foi até 1 minuto. Com isso o desligamento não é passível de cobrança da Parcela Variável. O sistema SATRA do ONS registra os eventos e classifica como IND (Indisponível por duração isenta) e ONP (Outros desligamentos não passíveis de participar da parcela variável).

5.2. DAU com complementação de vão

Considere agora a concessão Y que contempla as linhas de transmissão AB e BC, ligando a subestação A, subestação B e subestação C, localizadas no Norte do país. O Agente ACCR é dono de duas subestações, duas linhas de transmissão de 500 kV, dois transformadores e dois bancos de capacitores série. As funções de transmissão que pertencem a ACCR estão exemplificadas na tabela 11.

A Receita Anual Permitida do Agente é de R$ 24.000.000,00 e seu Pagamento Base é de R$ 2.000.000,00.

Tabela 11: FTs pertencentes ao Agente

Funções de Transmissão de ACCR
LT AB - 500 kV
LT BC - 500 kV
Transformador 1 - 500/230 kV
Transformador 2 - 500/230 kV
BCS 1 - 500 kV
BCS 2 - 500 kV
Módulo Geral Subestação A
Módulo Geral Subestação C

Tabela 12: FTs e seus Pagamentos Base

FT	%	Remuneração da FT por Mês
LT AB - 500 kV	24 %	R$ 480.000,00
LT BC - 500 kV	24 %	R$ 480.000,00
Transformador 1 - 500/230 kV	12 %	R$ 240.000,00
Transformador 2 - 500/230 kV	12 %	R$ 240.000,00
BCS 1 - 500 kV	12 %	R$ 240.000,00
BCS 2 - 500 kV	12 %	R$ 240.000,00
Módulo Geral Subestação A	2 %	R$ 40.000,00
Módulo Geral Subestação C	2 %	R$ 40.000,00
Total	100 %	R$ 2.000.000,00

Tabela 13: FTs e suas remunerações por minuto

FT	%	Remuneração por FT por Minuto
LT AB - 500 kV	24 %	R$ 10,75
LT BC - 500 kV	24 %	R$ 10,75
Transformador 1 - 500/230 kV	12 %	R$ 5,37
Transformador 2 - 500/230 kV	12 %	R$ 5,37
BCS 1 - 500 kV	12 %	R$ 5,37
BCS 2 - 500 kV	12 %	R$ 5,37
Módulo Geral Subestação A	2 %	R$ 0,89
Módulo Geral Subestação C	2 %	R$ 0,89
Total	100 %	R$ 44,76

Ocorreu um desligamento automático na LT BC, com baipasse dos dois bancos de capacitores. O desligamento foi causado por vegetação próxima aos cabos da LT.

A Função de Transmissão não foi disponibilizada em até 1 minuto, logo o desligamento será passível de desconto da Parcela Variável. Foi realizada a complementação de vão, ou seja, mesmo sem a LT ligada, o ONS consegue dar continuidade ao funcionamento do sistema deixando isolada somente a LT com problemas. De acordo com a Figura 32, é possível perceber somente a LT que está isolada e a complementação de vão.
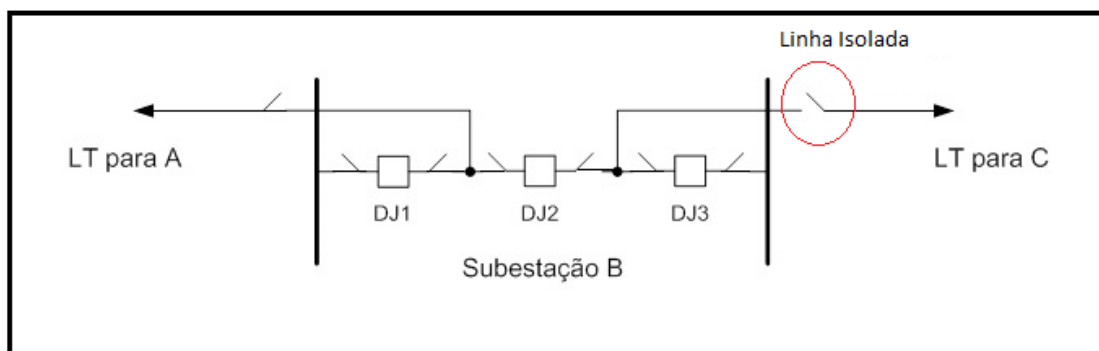
Figura 32: Diagrama das LTs com a complementação dos vãos

Com o processo de complementação de vão, o ONS só considera 50% do tempo total de indisponibilidade.

Tabela 14: Horários do desligamento

Duração	Desligada	Disponibilizado	Ligada
LT BC	10:20	21:20	21:30
BCS 1	10:20	10:21	21:36
BCS 2	10:20	10:21	21:36

Tabela 15: Tempos de indisponibilidade e ajustado

FT	Tempo de Indisponibilidade	Tempo Ajustado	Fator K10	Fator K150
LT BC	660 minutos	330 minutos	30 minutos	300 minutos
BCS 1	1 minuto	0 minuto	-	-
BCS 2	1 minuto	0 minuto	-	-

Os BCS 1 e 2 não vão entrar na contabilização da Parcela Variável, pois desligaram porque a LT ficou indisponível. Portanto, no sistema SATRA os classificadores para os BCS são ECR (Causa externa com retorno) e ONP (Outros desligamentos não passíveis de participar da Parcela Variável). Com isso os eventos com os BCS não são disponibilizados no AMSE, pois não existe nada para ser contabilizado.

A LT BC teve 660 minutos de indisponibilidade, mas, como ocorreu complementação de vão, o tempo foi ajustado para a metade, ou seja, a indisponibilidade passou a ser 330 minutos. De acordo com os Procedimentos de Rede, quando o tempo de indisponibilidade

ultrapassa 5 horas ou 300 minutos, a contabilização é feita considerando 300 minutos em K150 e o restante como K10. Ou seja, para esse exemplo teremos 300 minutos em K150 e 30 minutos em K10.

Primeiro será calculada a PV para o fator k10:

De acordo com a tabela 13, temos que a remuneração dessa linha por minuto é R$ 10,75, o fator é K10 e, da tabela 15, a duração ajustada é 30 minutos. Portanto:

$$PV = Remuneração\ por\ minuto\ \times Kp\ \times Duração\ Ajustada = 10{,}75\ \times 10\ \times 30$$
$$= R\$\ 3.225{,}00$$

Agora para o fator k150, de acordo com a tabela 13 a remuneração da linha por minuto é R$ 10,75 e da tabela 15 a duração ajustada é 300 minutos, portanto:

$$PV = Remuneração\ por\ minuto\ \times Kp\ \times Duração\ Ajustada = 10{,}75\ \times 150\ \times 300$$
$$= R\$\ 483.750{,}00$$

Logo, a PVI da LT 500kV BC é de $R\$\ 486.975{,}00$.

Quando o sistema SATRA realiza a apuração, o desligamento dos bancos será classificado como ECR (Causa Externa com Retorno) e ONP (Outros Desligamentos não Passíveis de Participar da Parcela Variável), ou seja, não passíveis de desconto da Parcela Variável. O desligamento da LT será classificado como INT (Causa Interna) e OPV (Outros Desligamentos Passíveis de Participar da Parcela Variável), ou seja, será descontada a Parcela Variável.

Assim que for consistido no SATRA, o evento vai para o AMSE, e lá somente o evento da LT será contabilizado. E o valor a ser descontado é o de $R\$\ 486.975{,}00$.

5.3. DAU sem complementação de vão

Quando ocorre um desligamento automático e a complementação do vão não acontece, o tempo de indisponibilidade total não reduz 50%. Usando o mesmo caso do exemplo anterior, o tempo de indisponibilidade para o cálculo da Parcela Variável será de 660 minutos.

Portanto:

Tabela 16: Tempos de indisponibilidade

FT	Tempo de Indisponibilidade	Tempo Ajustado	Fator K10	Fator K150
LT BC	660 minutos	660 minutos	360 minutos	300 minutos
BCS 1	1 minuto	0 minuto	-	-
BCS 2	1 minuto	0 minuto	-	-

Os BCS continuam sem desconto de Parcela Variável e somente a LT vai ter desconto.

Primeiro será calculada a PV para o fator k10:

De acordo com a tabela 13, temos que a remuneração dessa linha por minuto é R$ 10,75, o fator é K10 e da tabela 16 a duração ajustada é 360 minutos. Portanto:

$$PV = Remuneração\ por\ minuto\ \times Kp\ \times Duração\ Ajustada = 10{,}75\ \times 10\ \times 360$$
$$= R\$\ 38.700{,}00$$

Agora para o fator k150, de acordo com a tabela 13 a remuneração da linha por minuto é R$ 10,75 e da tabela 16 duração ajustada é 300 minutos, portanto:

$$PV = Remuneração\ por\ minuto\ \times Kp\ \times Duração\ Ajustada = 10{,}75\ \times 150\ \times 300$$
$$= R\$\ 483.750{,}00$$

Logo, a PVI da LT 500kV BC é de $R\$\ 522.450{,}00$.

Quando o sistema SATRA realiza a apuração, o desligamento dos BCS será classificado como ECR (Causa Externa com Retorno) e ONP (Outros Desligamentos não Passíveis de Participar da Parcela Variável), ou seja, não passíveis de desconto da Parcela Variável. O desligamento da LT será classificado como INT (Causa Interna) e OPV (Outros Desligamentos Passíveis de Participar da Parcela Variável), ou seja, será descontada a Parcela Variável.

Assim que for consistido no SATRA, o evento vai para o AMSE, e lá somente o evento da LT será contabilizado. E o valor a ser descontado é o de $R\$\ 522.450{,}00$.

5.4. Intervenção Programada para Manutenção, sem atraso

Para a realização de intervenções, a Pré-Operação realiza todas as tratativas dentro dos prazos estabelecidos nos Procedimentos de Rede do ONS [14].

O Agente ACCR precisa fazer uma intervenção no Transformador para a instalação do Para-raios. Para isso, é necessário desligar o equipamento. De acordo com a tabela 11, o Transformador 1 será desligado para a intervenção. A Pré-Operação solicitou um tempo total de 300 minutos para a realização da atividade.

Durante a intervenção o trabalho foi realizado de forma satisfatória e dentro do prazo estipulado, sem exceder o tempo programado e combinado junto ao ONS.

Na tabela 18 estão explicitados o tempo de realização da intervenção. Quando o evento for apurado no SATRA, os classificados serão de acordo com a tabela 17, ou seja, MAN (Intervenção para a Manutenção) e PPV (Desligamento Programado Passível de Participar da Parcela Variável por Indisponibilidade), ou seja, passível de participar da Parcela Variável.

Tabela 17: Características operativas

Estado Operativo	Detalhamento	Forma de Contabilização
DPR	MAN	PPV

Tabela 18: Horários da intervenção

Hora	Início	Fim
Programada	20/06/2014 08:00	20/06/2014 13:00
Verificada	20/06/2014 08:10	20/06/2014 12:50

Tabela 19: Durações

	Programada	Real	Ajustada
Duração	300 min	280 min	280 min

A duração ajustada nesse caso, como não teve atraso, será igual a duração real. E o cálculo da PV será com esse tempo de indisponibilidade.

De acordo com a tabela 13, a remuneração por minuto do Transformador 1 é R$5,37 e o fator utilizado é K10, pois é um desligamento programado. Pela tabela 19, a duração ajustada é 280 minutos, portanto:

$$PV = Remuneração\ por\ minuto\ \times Kp\ \times Duração\ Ajustada = 5{,}37\ \times 10\ \times 280$$
$$= R\$\ 15.036{,}00$$

Assim que for consistido no SATRA, o evento vai para o AMSE, e o evento do desligamento programado do Transformador 1 será contabilizado. E o valor a ser descontado é de $R\$\ 15.036{,}00$.

5.5. Intervenção Programada para Manutenção, com atraso

Para a realização de intervenções, a Pré-Operação realiza todas as tratativas dentro dos prazos estabelecidos nos Procedimentos de Rede do ONS [14].

O Agente ACCR precisa fazer uma intervenção na LT 500kV AB para o corte seletivo de árvores no vão de duas de suas torres. Para isso é necessário desligar o equipamento. De acordo com a tabela 11, a LT 500kV AB será desligada para a intervenção programada. A Pré-Operação solicitou um tempo total de 240 minutos para a realização da atividade.

Durante a intervenção, o trabalho foi realizado de forma satisfatória. Porém, o prazo limite para o fim da intervenção foi ultrapassado.

Na tabela 21 estão explicitados os tempos de realização da intervenção. Quando o evento for apurado no SATRA os classificados serão de acordo com a tabela 20, ou seja, MAN (Intervenção para a Manutenção) e PPV (Desligamento Programado Passível de Participar da Parcela Variável por Indisponibilidade), ou seja, passível de participar da Parcela Variável.

Nessa situação, como ocorreu o atraso na entrega do equipamento para a operação, a contabilização é feita de maneira diferente. Os minutos que foram excedidos são multiplicados pelo fator 1,5 e somado à duração programada. Com isso, a duração ajustada é o resultado dessa soma.

Tabela 20: Características operativas

Estado Operativo	Detalhamento	Forma de Contabilização
DPR	MAN	PPV

Tabela 21: Horários de intervenção

Hora	Início	Fim
Programada	20/06/2014 13:00	20/06/2014 17:00
Verificada	20/06/2014 13:00	20/06/2014 17:20

Tabela 22: Durações

	Programada	Real	Ajustada
Duração	240 min	260 min	270 min

Logo temos,

$$Duração\ Ajustada = 240min + (20\,\text{min} \times 1.5) = 270min$$

De acordo com a tabela 13, a remuneração por minuto da LT 500kV AB é R$10,75 , o fator utilizado é K10, pois é um desligamento programado, e, da tabela 22, a duração ajustada é 270 minutos. Portanto:

$$PV = Remuneração\ por\ minuto\ \times Kp\ \times Duração\ Ajustada = 10{,}75\ \times 10\ \times 270 = R\$\ 29.025{,}00$$

Assim que for consistido no SATRA o evento vai para o AMSE, e o evento do desligamento programado da LT 500kV AB será contabilizado. E o valor a ser descontado é de $R\$\ 29.025{,}00$.

5.6. Intervenção Programada para Manutenção, sem atraso, com Suspensão do ONS

Para a realização de intervenções, a Pré-Operação realiza todas as tratativas dentro dos prazos estabelecidos nos Procedimentos de Rede do ONS [14].

O Agente ACCR precisa fazer uma intervenção na LT 500kV AB, para o corte seletivo de árvores no vão de duas de suas torres, sendo necessário desligar o equipamento. De acordo com a tabela 11, a LT 500kV BC será desligada para a intervenção programada. A Pré-Operação solicitou um tempo total de 240 minutos para a realização da atividade.

Durante a realização da intervenção, o ONS cancelou o procedimento, por motivos de segurança do sistema. A intervenção que teria a duração de 240 minutos, foi realizada de maneira incompleta no período de 80 minutos.

No entanto, como a suspensão da atividade ocorreu por solicitação do ONS, o Agente fica isento de pagar Parcela Variável.

Tabela 23: Características operativas

Estado Operativo	Detalhamento	Forma de Contabilização
DPR	MAN	PPV

Tabela 24: Horários intervenção

Hora	Início	Fim
Programada	20/06/2014 13:00	20/06/2014 17:00
Verificada	20/06/2014 13:00	20/06/2014 14:20

Tabela 25: Durações

	Programada	Real	Ajustada
Duração	240 min	80 min	0 min

Portanto, de acordo com a tabela 25, a duração ajustada foi de 0 minutos e com isso não ocorre cobrança de Parcela Variável.

5.7. Intervenção Programada para Ampliação, Melhorias e Reforços, com atraso

Quando uma intervenção é realizada para ampliação, melhorias e reforços, o Agente não sofre penalização. No entanto, quando o ONS autoriza a disponibilização e o Agente atrasa para colocar em operação a FT, o Agente passa a sofrer penalização.

O Agente ACCR precisa fazer uma intervenção na LT 500kV AB, para corte seletivo de árvores no vão de duas de suas torres. Para isso, é necessário desligar o equipamento. Em aproveitamento a essa intervenção, a equipe de manutenção do Agente vai realizar uma intervenção no Transformador 2, para realizar manutenção nos Pára-Raios. A intervenção principal é o desligamento da LT 500kV AB e o serviço de aproveitamento é no Transformador 2. Logo, quando o ONS autorizar a disponibilização da LT, o serviço no Transformador deve estar concluído. No entanto, a intervenção no Transformador atrasou e, com isso, a LT não pode ser disponibilizada assim que o ONS autorizou.

Logo, a intervenção, inicialmente isenta de Parcela Variável, passou a contabilizar, e os cálculos do tempo de indisponibilidade são de acordo com o tempo excedido na intervenção.

Nessa situação, como ocorreu o atraso na entrega do equipamento secundário quando o principal já estava disponível para a operação, a contabilização é feita multiplicando os minutos excedidos pelo fator 1,5. Com isso a duração ajustada é o resultado dessa multiplicação.

Tabela 26: Características operativas

Estado Operativo	Detalhamento	Forma de Contabilização
DPR	AMR	PNP

Tabela 27: Horários intervenção

Hora	Início	Fim
Programada	28/06/2014 13:00	28/06/2014 17:00
Verificada	28/06/2014 13:00	28/06/2014 17:30

Tabela 28: Durações

	Programada	Real	Ajustada
Duração	240 min	270 min	45 min

O cálculo da duração ajustada é baseado no tempo de atraso do transformador multiplicado pelo fator 1,5.

Logo, temos:

$$Duração\ Ajustada = (30\ \text{min} \times 1{,}5) = 45min$$

De acordo com a tabela 13, a remuneração por minuto da LT 500kV AB é R$10,75, do Transformador 2 é R$5,37 , o fator utilizado é K10, pois é um desligamento programado, e, da tabela 31, a duração ajustada é 45 minutos. Portanto:

$$PV = Remuneração\ por\ minuto\ \times Kp\ \times Duração\ Ajustada = 5{,}37\ \times 10\ \times 45 = R\$\ 2.416{,}50.$$

Assim que for consistido no SATRA, o evento vai para o AMSE, e o evento do desligamento programado da LT 500kV AB será contabilizado mais o desligamento do Transformador 2.

5.8. Intervenção Programada para Ampliação, Melhorias e Reforços, sem atraso

Quando uma intervenção é realizada para ampliação, melhorias e reforços, o Agente não sofre penalização. No entanto, quando o ONS autoriza a disponibilização e o Agente atrasa para colocar em operação a FT, o Agente passa a sofrer penalização.

O Agente ACCR precisa fazer uma intervenção na LT 500kV AB para o corte seletivo de árvores no vão de duas de suas torres. Para isso, é necessário desligar o equipamento. Em aproveitamento a essa intervenção, a equipe de manutenção do Agente vai realizar uma intervenção no Transformador 2 para realizar manutenção nos Pára-Raios. A intervenção principal é o desligamento da LT 500kV AB e o serviço de aproveitamento é no Transformador 2. Logo quando o ONS autorizar a disponibilização da LT, o serviço no

Transformador deve ter acabado. O tempo da intervenção do Transformador deve ser menor ou igual ao da intervenção na LT.

Tabela 29: Características Operativas

Estado Operativo	Detalhamento	Forma de Contabilização
DPR	AMR	PNP

Tabela 30: Horários de Intervenções

Hora	Início	Fim
Programada	28/06/2014 13:00	28/06/2014 17:00
Verificada	28/06/2014 13:00	28/06/2014 16:30

Tabela 31: Durações

	Programada	Real	Ajustada
Duração	240 min	210 min	0 min

Portanto, de acordo com a tabela 25, a duração ajustada foi de 0 minutos e, com isso, não ocorre cobrança de Parcela Variável.

5.9. Intervenção Programada com corte de carga e com retorno antecipado

Isto acontece quando ocorre um desligamento programado e o Agente solicita um determinado tempo para realizar a intervenção. Mas, por algum motivo, ele libera a FT antes do prazo final para o término da mesma. Com isso, o Agente será penalizado, pois o ONS cortou carga e fez todo o ajuste sistêmico para o tempo solicitado.

Para a realização de intervenções, a Pré-Operação realiza todas as tratativas dentro dos prazos estabelecidos nos Procedimentos de Rede do ONS [14].

O Agente ACCR precisa fazer uma intervenção na LT 500kV BC para o corte seletivo de árvores no vão de duas de suas torres. Para isso, é necessário desligar o equipamento. De acordo com a tabela 33, a LT 500kV BC será desligada para a intervenção programada. A Pré-Operação solicitou um tempo total de 180 minutos para a realização da atividade.

Durante a realização da intervenção, a equipe de manutenção terminou antes do tempo solicitado e disponibilizou o equipamento 1 hora antes do programado.

Portanto, como a disponibilização foi antecipada, o ONS penalizará o Agente para que em intervenções futuras a programação seja realizada de maneira mais correta.

Tabela 32: Características operativas

Estado Operativo	Detalhamento	Forma de Contabilização
DPR	CCA	PPV

Tabela 33: Horários da intervenção

Hora	Início	Fim
Programada	28/06/2014 13:00	28/06/2014 16:00
Verificada	28/06/2014 13:00	28/06/2014 15:00

Tabela 34: Durações

	Programada	Real	Ajustada
Duração	180 min	120 min	126 min

Para calcular a penalização, a duração ajustada é igual a soma da duração real ou verificada mais o período não utilizado multiplicado pelo fator 0,1.

Logo temos,

$$Duração\ Ajustada = 120\,\mathrm{min} + (60\,\mathrm{min} \times 0{,}1) = 126min$$

De acordo com a tabela 13, a remuneração por minuto da LT 500kV BC é R$10,75 , o fator utilizado é K10. Trata-se de um desligamento programado e, da tabela 34, a duração ajustada é 126 minutos. Portanto:

$$PV = Remuneração\ por\ minuto\ \times Kp\ \times Duração\ Ajustada = 10{,}75\ \times 10\ \times 126$$
$$= R\$\ 13.545{,}00$$

Assim que for consistido no SATRA vai para o AMSE, e o evento do desligamento programado da LT 500kV AB será contabilizado no valor de $R\$\ 13.545{,}00$.

5.10. Intervenção cancelada não fundamentada nas condições impeditivas do [14]

Quando uma intervenção é cancelada num tempo de até 5 dias e não está fundamentada no Submódulo 6.5, o Agente é penalizado com pagamento de PV. Ou seja, isto ocorre quando uma intervenção é cancelada e o Agente não usa argumentos importantes para tal cancelamento.

O Agente ACCR precisa fazer uma intervenção no Transformador para a instalação do Pára-raios. Para isso, é necessário desligar o equipamento. De acordo com a tabela 36, o Transformador 1 será desligado para a intervenção. A Pré-Operação solicitou um tempo total de 120 minutos para a realização da atividade.

No entanto, por motivos internos da manutenção, o serviço não poderá ser realizado. Portanto, a Pré-Operação cancela a intervenção com menos de 5 dias e sua justificativa não está fundamentada no Submódulo 6.5. Com isso, mesmo com a intervenção cancelada, o Agente fica passível de desconto da Parcela Variável.

Tabela 35: Características operativas

Estado Operativo	Detalhamento	Forma de Contabilização
CAN	SCI	RPB

Tabela 36: Horários intervenção

Hora	Início	Fim
Programada	28/06/2014 10:00	28/06/2014 12:00
Verificada	-	-

Tabela 37: Durações

	Real	Ajustada
Duração	0	24 min

Logo temos,

$$Duração\ Ajustada = 0{,}2\ \times 120 = 24min$$

De acordo com a tabela 13, a remuneração por minuto do Transformador 1 é R$5,37 , o fator utilizado é K10, pois é um desligamento programado, e, da tabela 37, a duração ajustada é de 24 minutos. Portanto:

$$PV = Remuneração\ por\ minuto\ \times Kp\ \times Duração\ Ajustada = 5{,}37\ \times 10\ \times 24 = R\$\ 1.288{,}80$$

O evento será classificado no SATRA como SCI (Cancelado pelo Agente com menos de 5 dias) e RPB (Evento que Gera Redução no Pagamento Base Mensal). Assim que for consistido no SATRA vai para o AMSE, e o evento do desligamento programado do Transformador 1 será contabilizado no valor de $R\$$ 1.288,80.

5.11. Desligamento de Urgência

Quando ocorre uma intervenção de urgência, utiliza-se o fator k50 para fazer os cálculos da PV.

O Agente ACCR precisa fazer uma intervenção de urgência na LT 500kV AB para o corte seletivo de árvores, pois a equipe de linhas encontrou árvores com marcas de descarga

elétrica e que oferece risco iminente de desligamento. Para isso, é necessário desligar o equipamento.

Esse desligamento é considerado de urgência, pois a Pré-Operação teve tempo hábil para realizar a programação junto ao ONS, porém o ONS não teve tempo para ajustar as condições operativas. E, por isso, o fator multiplicador é o K50.

Tabela 38: Características operativas

Estado Operativo	Detalhamento	Forma de Contabilização
DUR	UOU	OPV

Tabela 39: Horários intervenção

Hora	Início	Fim
Verificada	28/06/2014 10:00	28/06/2014 12:30

Tabela 40: Durações

	Real	Ajustada
Duração	150 min	150 min

Logo temos,

$$Duração\ Ajustada = Duração\ real = 150min$$

De acordo com a tabela 13, a remuneração por minuto da LT 500kV AB é R$10,75 , o fator utilizado é K50, pois é um desligamento programado de urgência e, da tabela 40, a duração ajustada é de 150 minutos. Portanto:

$$PV = Remuneração\ por\ minuto\ \times Kp\ \times Duração\ Ajustada = 10{,}75\ \times 50\ \times 150$$
$$= R\$\ 80.625{,}00$$

O evento será classificado no SATRA como UOU (Considerado Outros Desligamentos) e OPV (Outros Desligamentos Passíveis de Participar da Parcela Variável), e,

assim que for consistido no SATRA, vai para o AMSE. O evento do desligamento de urgência da LT será contabilizado no valor de $R\$ \, 80.625{,}00$.

5.12. Desligamento de Emergência

Quando ocorre uma intervenção de emergência, utiliza-se o fator k150 para fazer os cálculos da PV.

O Agente ACCR precisa fazer uma intervenção de urgência no Transformador 2 para troca de óleo, pois o mesmo corre o risco de explosão a qualquer momento. Por esse motivo, é solicitada a intervenção de emergência para a realização de manutenção no equipamento, eliminando-se qualquer risco para o próprio Transformador ou para algum trabalhador.

Esse desligamento é considerado de emergência, pois a Pré-Operação não teve tempo hábil para realizar a programação junto ao ONS. E, por isso, o fator multiplicador é o K150.

Tabela 41: Características Operativas

Estado Operativo	Detalhamento	Forma de Contabilização
DEM	RDE	OPV

Tabela 42: Horários de Intervenção

Hora	Início	Fim
Verificada	28/06/2014 10:00	28/06/2014 12:30

Tabela 43: Durações

	Real	Ajustada
Duração	150 min	150 min

Logo temos,

$$Duração\ Ajustada = Duração\ real = 150min$$

De acordo com a tabela 13, a remuneração por minuto Transformador 2 é R$5,37 , o fator utilizado é K150, pois é um desligamento programado de emergência, e, da tabela 43, a duração ajustada é de 150 minutos. Portanto:

$$PV = Remuneração\ por\ minuto\ \times Kp\ \times Duração\ Ajustada = 5{,}37\ \times 150\ \times 150 = R\$\ 120.825{,}00$$

O evento será classificado no SATRA como RDE (Risco de Danificação de Equipamento e Vida Humana) e OPV (Outros Desligamentos Passíveis de Participar da Parcela Variável), e, assim que for consistido no SATRA, vai para o AMSE. O evento do desligamento de emergência do Transformador será contabilizado no valor de $R\$\ 120.825{,}00$.

5.13. Desligamento por Conveniência Operativa

Ocorre quando o ONS solicita ao Agente que desligue algum equipamento para necessidades operativas, por exemplo, para controle de tensão e manobra de linha.

Foi desligado por solicitação do ONS o BCS 1 da subestação. O BCS foi baipassado e o Agente deve ficar aguardando contato do ONS para a liberação do mesmo.

Como foi uma solicitação do ONS para atender condições sistêmicas, o Agente não sofre nenhum tipo de penalização.

Tabela 44: Características Operativas

Estado Operativo	Detalhamento	Forma de Contabilização
DCO	NOR	ONP

O evento será classificado no SATRA como NOR (Normal) e ONP (Outros Desligamentos Não Passíveis de Participar da Parcela Variável) e, assim que for consistido no SATRA, não vai para o AMSE, pois o evento do desligamento por conveniência operativa não tem nenhuma contabilização de Parcela Variável.

Capítulo 6 - Conclusões

Através da elaboração deste projeto, foi possível conhecer o cenário da Operação de um Sistema de Transmissão e, mais detalhadamente, a Pós - Operação. Optou-se por apresentar os principais conceitos, informações e processos utilizados pela área responsável por realizar a Pós - Operação desse sistema.

A importância desse trabalho está na ideia de que o conhecimento dessas atribuições por estudantes e profissionais da área, pode ajudá-los a entender a importância da Pós - Operação. E também ficou explícito a importância do conhecimento dos Procedimentos de Rede e Rotinas Operativas para uma boa análise e trabalho na área de Pós - Operação.

Além disso, esse trabalho também mostra de forma resumida, porém bastante explicativa, algumas facetas muito importantes, com suas implicações financeiras, do ponto de vista da operação dos sistemas de potência. Assim, ficam mostrados ambientes e características que podem ser encontradas em subestações e empreendimentos espalhados pelo Brasil.

E, por fim, a divulgação deste projeto pode auxiliar na compreensão das etapas de operação de um sistema de potência.

Projetos Futuros

Tratando-se de tema com conteúdo muito extenso, não foi viável falar sobre alguns conceitos mais específicos no ambiente da Pós - Operação. Portanto, um estudo mais aprofundado pode ser uma ideia viável para um próximo projeto.

A Resolução Normativa 270 trouxe grande sustentação para a realização do projeto, apresentando conceitos e normas que devem ser seguidas para a realização correta de uma análise do setor de Pós – Operação, mostrando com isso sua importância para o segmento.

Além disso, durante o ano de 2014 o ONS realizou estudos para melhorar o desempenho da Pós – Operação, através de atualizações na Resolução Normativa RO-AO.BR.05. O ONS está estudando novas formas de contabilização e critérios de apuração para a realização das análises das ocorrências. É possível realizar um novo estudo apontando em que ponto o Agente da Transmissão foi beneficiado e em que ponto foi prejudicado com esses pontos adicionais na Resolução Normativa.

Por fim, se faz necessário um projeto em que sejam apontadas tais mudanças e, também, uma análise mais profunda sobre as contabilizações e apurações pelos Agentes de Transmissão. Ou seja, realizar um trabalho mais específico e mais detalhado sobre a Pós – Operação, destacando as mudanças ocorridas mais recentemente.

Referências Bibliográficas

[1] ANEEL. Resolução Normativa n° 270 de 26 de Julho de 2007

[2] BORGES, Carmen Lucia Tancredo. *Análise de Sistemas de Potência* - UFRJ, 2005.

[3] BORGES, Carmen Lucia Tancredo. *Centro de operação de sistema de potência* - UFRJ, 2010.

[4] FITZGERALD, A. E.; JUNIOR, Charles Kingsley; UMANS, Stephen D.. Máquinas elétricas. 6. ed. Rio de Janeiro: Artmed - Bookman..

[5] KINDERMAN, Geraldo. Proteção de sistemas elétricos de potência. 2. ed. Florianópolis: Labplan - UFSC, 2005. 1 v.

[6] MAEZONO, Paulo Koiti. *Proteção de Linhas de Transmissão*. 2. ed. Agosto de 2009.

[7] MUZY, Gustavo Luiz Castro de Oliveira. Subestações elétricas. 2012. Projeto Final (Graduação em Engenharia Elétrica) - UFRJ. Rio de Janeiro.

[8] NEMÉSIO SOUZA, Jorge. *Manutenção de Instalações e Equipamentos Elétricos* - UFRJ, 2011.

[9] NEMÉSIO SOUZA, Jorge. *Equipamentos Elétricos* - UFRJ, 2011.

[10] NEOENERGIA. *Histórico do Setor Elétrico*. Disponível em: www.neoenergia.com/section/historico-setor-eletrico.asp - acessado em maio de 2012.

[11] ONS. *Procedimentos de rede*. Disponível em: www.ons.org.br. - acessado em julho de 2014.

[12] ONS. *O Setor Elétrico*. Disponível em: www.ons.org.br. - acessado em julho de 2014.

[13] ONS. *Submódulo 2.6: Requisitos mínimos para os sistemas de proteção e de telecomunicações*. Disponível em: www.ons.org.br - acessado em julho de 2014.

[14] ONS. *Submódulo 6.5: Programação de intervenções em instalações da rede de operação*. Disponível em: www.ons.org.br - acessado em julho de 2014.

[15] ONS. *Submódulo* 10.*22: Rotina Operacional:* Apuração *de eventos em instalações do sistema de transmissão - RO-AO.BR.0.*

[16] ONS. *Submódulo* 10.*22: Rotina Operacional: Programação de intervenções - RO-EP.BR. 01*.

[17] ONS. *Submódulo 11.1: Proteção e controle: visão geral*. Disponível em: www.ons.org.br - acessado em julho de 2014.

[18] ONS. *Submódulo 15.6: Apuração dos desligamentos, restrições operativas temporárias, entradas em operação e sobrecargas em instalações da Rede Básica*. Disponível em: www.ons.org.br - acessado em julho de 2014.

[19] ONS. *Submódulo 15.12: Apuração mensal das parcelas variáveis referentes à disponibilidade de instalações da Rede Básica*. Disponível em: www.ons.org.br - acessado em julho de 2014.

[20] ONS. *Submódulo 20.1: Glossário de termos técnicos*. Disponível em: www.ons.org.br - acessado em julho de 2014.

[21] SAMPAIO, André Lawson Pedral. *Consolidação de material didático para a disciplina de equipamentos elétricos - Disjuntores*. 2012. Projeto Final (Graduação em Engenharia Elétrica) - UFRJ. Rio de Janeiro.

[22] SOARES, Rafael Cesar Medeiros. *Consolidação de material didático para a disciplina de equipamentos elétricos - Chaves*. 2012. Projeto Final (Graduação em Engenharia Elétrica) - UFRJ. Rio de Janeiro.